

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MADRID
DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA Y EMPRESA



Tesis Doctoral

Estudio de la “financiarización” del petróleo mediante modelos inferenciales de
previsión de precios y el análisis de su impacto en la incertidumbre del mercado a
través reticulados binomiales

Fernando Ramírez de Verger y Ösle
Madrid 2017

Dedico esta tesis a mi padre, Jesús y a mi hijo, Pablo, experiencia e inocencia, de los que cada día aprendo tanto.

“El mejor negocio del mundo es una empresa petrolera bien gestionada y el segundo mejor negocio es una empresa petrolera mal gestionada”

John D. Rockefeller, fundador de la Standard Oil Company

RESUMEN

El sector del petróleo es diferente a cualquier otro, tanto en como ha escrito su historia, como en la dinámica y las prácticas de las compañías que lo integran. Desde sus inicios, el petróleo ha sido utilizado como arma geopolítica, y hoy es foco de controversias que afectan a cualquier aspecto de la economía mundial, desde la inflación o los tipos de interés, hasta las políticas monetarias establecidas por los gobiernos.

De forma particular, en las últimas décadas hemos presenciado como las fuerzas del libre mercado ya no establecen en solitario el precio del petróleo. Es obvio que un descenso en la demanda combinado con un incremento en la oferta, provocarán una reducción en los precios, pero las desmesuradas volatilidades vividas entre los ejercicios 2007 y 2009 no se explican de forma tan sencilla.

Echando la vista atrás, entenderíamos que las crisis en Europa y Asia motiven un descenso de la demanda. De la misma forma, comprenderíamos que una estrategia de incremento de volumen por parte de la OPEP, junto con la entrada de nuevos productores en el mercado, favorezcan a su vez la bajada de los precios. Si además añadimos la fortaleza del dólar a la ecuación, la debilidad de los precios del crudo se antoja razonable, aun así, el carrusel de precios observado en el periodo mencionado requiere de una reflexión más profunda, y porque no decirlo, más audaz.

Durante la mayor parte de su historia, el crudo ha sido utilizado por los inversores como un commodity defensivo frente a las oscilaciones de los mercados de equity, pero desde hace algunos años, el petróleo ya no es un activo físico, es un activo financiero más en los portafolios especulativos de la banca de inversión. Este fenómeno de transformación, se ha llamado “financiarización”, y en nuestra opinión, es el hecho que ha provocado las volatilidades extremas mencionadas, creando un nuevo caldo de cultivo para una nueva crisis financiera global. Lejos de ser catastrofistas, pensemos que actualmente las operaciones OTC, o no reguladas, sobre el crudo son diez veces el PIB mundial, lo que significa simplemente que no existiría dinero suficiente para cubrir las posiciones abiertas. Pero más allá del dato, lo que sorprende es observar la complicidad de los reguladores, “des-regulando” lo suficiente como para permitir que estas situaciones se repitan.

Bajo esta perspectiva, decidimos buscar respuestas, o al menos investigar el fenómeno de la “financiarización” y sus efectos en las metodologías de valoración de los activos petroleros. No dejando ahí nuestras inquietudes, añadimos dos nuevas variables a la reflexión, por un lado, la elección, de un país en una situación histórica singular, y por otro lado, la visión de la “financiarización” desde una compañía estatal o monopolista. Hablamos de México y de Pemex, ambos inmersos en una Reforma Energética que busca la adaptación a los estándares del libre mercado, a través de la modernización de su política fiscal.

Desde la situación macroeconómica mexicana, realizamos un diagnóstico de la formación de los precios del crudo a nivel internacional, utilizando diferentes enfoques estadísticos para una previsión solvente. En este sentido ha sido revelador observar los cambios de tendencia en los precios, que han pasado del seguimiento de un patrón de reversión a la media, a un movimiento browniano sin tendencia, que solo aporta incertidumbre en la lectura de un futuro inmediato.

A continuación, y partiendo de los resultados obtenidos, desarrollamos un modelo de valoración y toma de decisiones que compila diferentes metodologías, en una herramienta cohexionada y dinámica que aporta novedades y mejoras a las teorías de común aplicación. Dentro de este alcance, proponemos un modelo de reticulado de opciones reales, que trata los riesgos no-sistemáticos con la misma efectividad analítica de los árboles de decisión. Para ello, estudiamos propuestas similares, como las de Copeland y Antikarov o Brandao y Dyer. Finalizamos la valoración, discutiendo los resultados desde las estrategias y perspectivas de una NOC¹ frente a una IOC.

Como síntesis, podríamos decir que esta Tesis es el resultado de la utilización de la investigación de las metodologías de valoración, como una “excusa” para la búsqueda de una explicación a las actuaciones de los mercados financieros, y una justificación a los efectos sufridos por las NOC de medidas ultra-recaudadoras enmascaradas como políticas sociales, que en si mismas dificultan la supervivencia de las compañías, y en su espiral, de la economía global de los países productores.

Para llevar a cabo este propósito, he mantenido multitud de conversaciones con inversores, compañías petroleras y miembros del gobierno mexicano, que desde el profundo conocimiento de las interioridades de su sector, me han dejado la responsabilidad de transmitir un trabajo realista y pragmático. Al mismo tiempo, he estudiado con atención y humildad innumerables documentos técnicos de expertos en valoración, estadística o geología, que me han aportado las claves de la sofisticación en el trasfondo del tema en el que nos embarcamos en esta Tesis.

¹ NOC / IOC. National OilCor Independent Oil Company

ÍNDICE

Resumen	1
1 Visión actual del sector del Petróleo y Gas.....	6
1.1 Fundamentos de la industria	6
1.1.1 La oferta y la demanda	6
1.1.2 Compañías independientes y nacionales	7
1.2 Fases de la cadena de valor	9
1.2.1 Fase de Exploración	10
1.2.2 Fase de Desarrollo.....	12
1.2.3 Fase de Explotación	13
2 Las reservas	15
2.1 Reservas mundiales reconocidas en 2015	15
2.2 Tipos de aceite o crudo	17
2.3 Tipología de reservas	18
2.3.1 Reservas Probadas.....	18
2.3.2 Reservas Probables.....	19
2.3.3 Reservas Posibles	20
2.3.4 Recursos contingentes	21
2.3.5 Recursos prospectivos	21
2.4 Metodos de estimación de reservas.....	22
2.4.1 Métodos de rendimiento	22
2.4.2 Métodos volumétricos	23
2.4.3 Métodos análogos.....	23
2.4.4 Métodos estadísticos	23
3 Descripción del entorno del caso práctico	24
3.1 Situación macroeconómica de México	24
3.1.1 Crecimiento	24
3.1.2 Inflación	24
3.1.3 Oferta	25
3.2 El sector del petróleo en México.....	27
3.3 La Reforma Energética Mexicana.....	30
3.3.1 Luchando contra el descenso en la producción de petróleo	32
3.4 Descripción de PEMEX	34
3.4.1 Datos organizativos	34
3.4.2 Datos financieros.....	36
3.5 El caso práctico. Datos del yacimiento	37
4 El Concepto de incertidumbre	38

4.1	La Teoría de la Probabilidad	39
4.1.1	Tipos de enfoque	40
4.1.2	Relaciones entre sucesos	42
4.1.3	Tipos de probabilidad aplicada.....	42
4.1.4	Teorema de Bayes	44
4.2	La Teoría Estadística.....	49
4.2.1	Fase Descriptiva	50
4.2.2	Fase Inductiva	62
5	La incertidumbre en un proyecto de inversión de Petróleo y Gas	74
5.1	Fase de exploración.....	75
5.1.1	El éxito geológico	76
5.1.2	Estimación del volumen de reservas	79
5.1.3	Cálculo del Factor de Recuperación.....	84
5.2	Fase de desarrollo	90
5.2.1	La recuperación mejorada. EOR	90
5.2.2	Conclusión	92
5.2.3	Estimación del volumen de recursos contingentes y prospectivos	92
5.3	Fase de explotación.....	93
5.3.1	Los mercados	94
5.3.2	El precio	98
5.3.3	Conclusión	133
6	Impacto del regimen contractual y fiscal en el valor de los activos petroleros	134
6.1	Mecanismos de los Estados.....	135
6.1.1	Regalías o royalties	135
6.1.2	Bonos	136
6.1.3	Impuesto a la Producción	136
6.2	La participación estatal	136
6.3	Tipos de Contratos petroleros	137
6.3.1	Contrato de concesión o licencia.....	137
6.3.2	Contratos de producción compartida.....	139
6.3.3	Contratos de servicio	142
6.3.4	Contratos Híbridos	143
6.3.5	Acuerdo de operación conjunta.....	144
6.4	Formas de financiación mediante la gestión de los contratos	144
6.5	Tipos de contratos en México	146
6.5.1	Esquemas contractuales.....	146
6.5.2	Impuestos que afectan a cada modalidad de contrato.....	147
7	Valoración de un proyecto petrolífero	150
7.1	Métodos de contabilización en la industria del petróleo y el gas	150

7.1.1	Análisis de los estados financieros	150
7.1.2	Interpretación de los informes de reservas	151
7.2	Métodos de valoración	152
7.2.1	Modelos estáticos	153
7.2.2	Métodos dinámicos	154
8	Métodos de valoración contingente	180
8.1	Árboles de decisión	181
8.1.1	Diagramas de influencia (ID)	181
8.1.2	Árboles de decisión o árboles de eventos (DT ó ET)	183
8.2	Reticulado de Opciones reales	185
8.2.1	Opciones financieras y opciones reales	187
8.2.2	Modelo de Cox, Ross y Rubinstein	188
8.2.3	Planteamiento propio.....	200
8.3	conclusión	210
Anexos.....		212
Anexo A1. Datos históricos mundiales de reservas probadas		212
Anexo A2. Datos principales países productores (miles de barriles por día)		213
Anexo B. Características petrofísicas de los 50 campos adyacentes		214
Anexo C. Teorema del límite central. Muestras		215
Anexo D. Modelos de previsión de precios		217
D.1 Modelo Browniano Geométrico.....		217
D.2 Modelo de Reversión a la Media		218
D.3 Modelo GARCH (1.1)		219
Anexo E. Modelo de descuento de flujos de caja para reservas 1P, 2P y 3P		220
Anexo F. Múltiplos comparables		223
F.1. Múltiplos de compañías comparables		223
F.2. Múltiplos de transacciones comparables		232
Anexo G. Comparativa de la carga fiscal entre países		238
Anexo H. Características de los esquemas contractuales estipulados en México		240
Ley Federal de Derechos		240
Contratos de asignación		241
Contratos de licencia.....		242
Contratos de utilidad compartida		243
Contratos de producción compartida		244
Contratos de servicios.....		244
Anexo I. Definiciones y normativa SPE-PRMS-AAPG-WPC-SPE.....		245
Glosario de términos		323
Bibliografía.....		325

1 VISIÓN ACTUAL DEL SECTOR DEL PETRÓLEO Y GAS

1.1 FUNDAMENTOS DE LA INDUSTRIA

El descenso del precio del petróleo ha tenido consecuencias en la industria a nivel mundial. En diciembre de 2014, el barril WTI (West Texas Index) descendió desde los más de \$100 por barril a menos de \$60, siguiendo los precios del barril de Brent la misma senda. La caída ha continuado durante 2015 hasta niveles por debajo de los \$45, tras una modesta recuperación.

1.1.1 La oferta y la demanda

En los próximos cinco años, los países no-OCDE y principalmente Asia, continuarán siendo los mayores demandantes de petróleo, con volúmenes que irán desde los 23,7 millones de barriles diarios consumidos en 2015, hasta los 28,9 millones de barriles diarios en 2021. El consumo global, como vemos en el gráfico adjunto (Fuente: Agencia Internacional de la Energía) será de más de 97 millones de barriles diarios a finales de 2016.

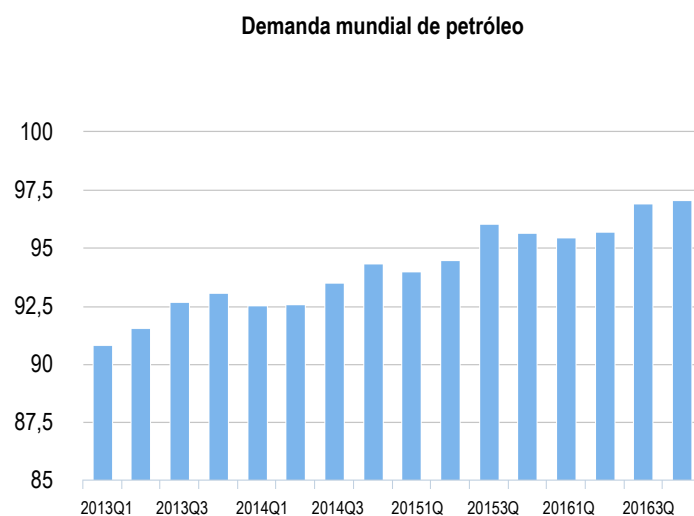


Figura 1.1

Durante los últimos 4 años, E.E.U.U. ha completado alrededor de 20.000 nuevos pozos de esquisto (extracción mediante fracking). Esto ha impulsado su producción de petróleo hasta casi 9 millones de barriles diarios. El bajo coste de estos nuevos pozos los hace bastante rentables; en 2013, 8 de los mayores productores independientes de E.E.U.U. promediaron unos costes operativos de entre \$10 y \$20 por barril producido.

A continuación, mostramos la comparativa en datos de 2015 de los 10 países productores² y consumidores de petróleo a nivel mundial, según datos de la Agencia Internacional de la Energía³.

Productores			Consumidores	
	País	Barriles / día	País	Barriles / día
1	Saudi Arabia (OPEC)	10.625.000	United States	19.396.000
2	Russia	10.254.000	China	11.968.000
3	United States	8.744.000	India	4.159.000
4	Iraq (OPEC)	4.415.000	Japan	4.150.000
5	China, People's Republic of	3.938.000	Saudi Arabia	3.895.000
6	Canada	3.652.000	Brazil	3.157.000
7	Iran (OPEC)	3.920.000	Russia	3.113.000
8	United Arab Emirates (OPEC)	3.188.000	South Korea	2.575.000
9	Kuwait (OPEC)	3.000.000	Germany	2.338.000
10	Venezuela (OPEC)	2.316.000	Canada	2.322.000

Figura 1.2

Los mayores centros de demanda mundial también están cambiando. La demanda de China y en menor medida la de E.E.U.U y Europa Occidental estaban llamadas a estimular la demanda esperada a largo plazo. Sin embargo, la Agencia Internacional de Energía (IEA) ha reducido las estimaciones de demanda de petróleo, que crecerá solo 0,9 millones de barriles diarios en 2015. Los productores dominantes a nivel global verán su influencia reducida a medida que los nuevos productores alternativos ganen cuota de mercado.

Los E.E.U.U se mueven hacia una independencia energética, lo que les permitirá tener mayor autonomía en la toma de decisiones geopolíticas, aunque esto no significa que lleven a cabo una estrategia aislacionista en cuanto a la energía se refiere. Los beneficios de esta seguridad energética son considerables, provocando que cualquier país que tenga la capacidad, intente hacer lo mismo.

Para favorecer una producción nacional mayor, muchos gobiernos con “mercados protegidos” como México y Argentina, ya están relajando sus posturas normativas de cara a fomentar la competencia local e impulsar las inversiones en el sector energético.

1.1.2 Compañías independientes y nacionales

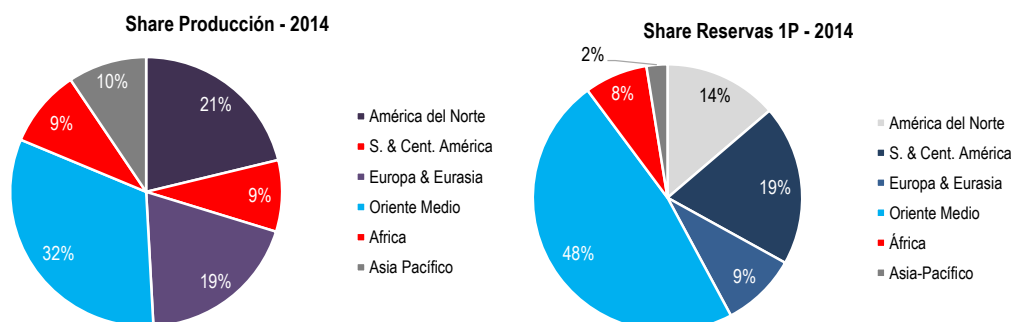
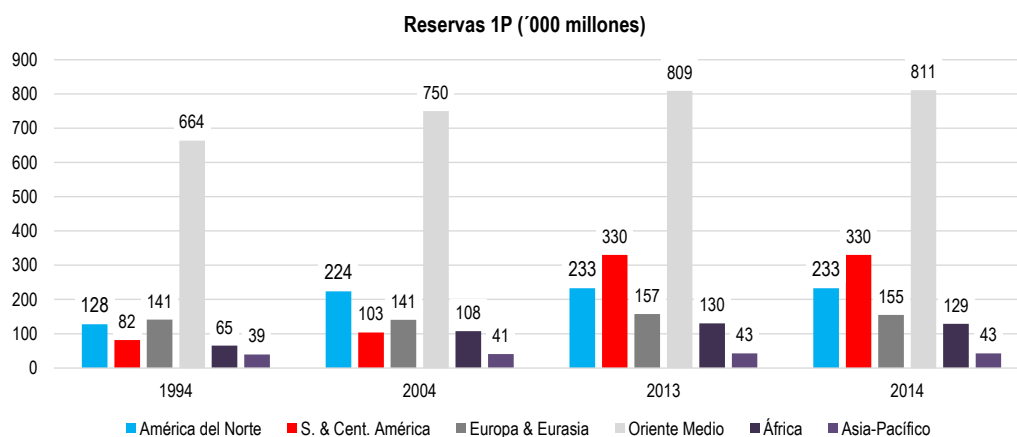
Durante décadas, las IOC han estado entre las empresas más avanzadas en términos de I+D, pero su importancia se ha ido reduciendo debido al descenso de la producción de los últimos años. Entre 2006 y

² Anexo A2

³ International Energy Agency

2012, la producción de petróleo de las mayores compañías ha caído desde 16,1 millones de barriles diarios a 14, mientras que el gasto en capital creció desde USD109 mil millones a USD262 mil millones.

Al cambiar los fundamentos de la oferta y la demanda, se prevee la modificación las relaciones entre las IOCs y las NOCs, produciéndose, cada vez más, un mayor número de asociaciones, y la puesta en marcha de nuevas alternativas de financiación, en forma de joint ventures, farm-ins y farm-outs⁴.



⁴ En la industria petrolera, un farm-out / farm-out es una asociación estratégica entre una empresa que tiene derechos de explotación y producción con un tercero (o varios) a quien le transfieren (migran) algunos de esos derechos. Estos acuerdos pueden tener diferentes metas según sea el contrato. El propietario del bloque puede pretender arrendar el uso del subsuelo para incrementar producción, capitalizarse, compartir riesgos, obtener información geológica, obtener acceso a tecnología, o simplemente perforar pozos. El objetivo del arrendatario es asegurar reservas. Los servicios típicos descritos en estos acuerdos de explotación son la perforación de uno o más pozos de petróleo y / o gas. Un acuerdo farm-out difiere de una transacción convencional entre dos arrendatarios de petróleo y gas, porque la consideración primaria es la prestación de servicios, en lugar del simple intercambio de dinero.

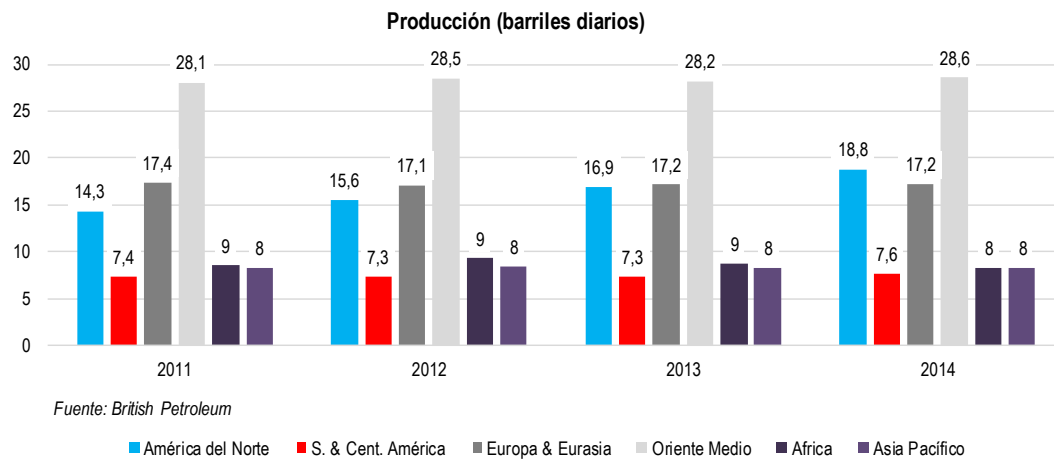


Figura 1.3

1.2 FASES DE LA CADENA DE VALOR

El petróleo se localiza en el subsuelo ocupando los espacios o poros que existen entre los granos que constituyen la roca y en algunos casos, ocupando fracturas encima de una capa de agua, pudiendo tener una capa de gas por debajo.

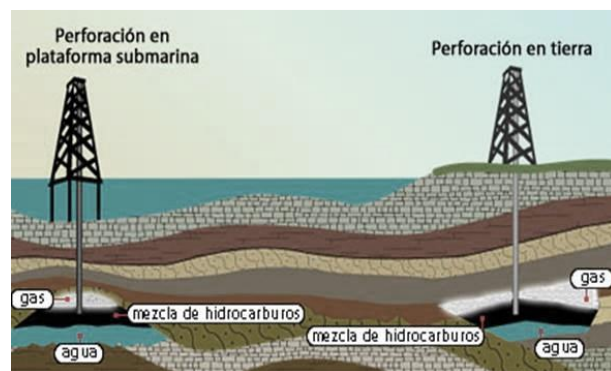
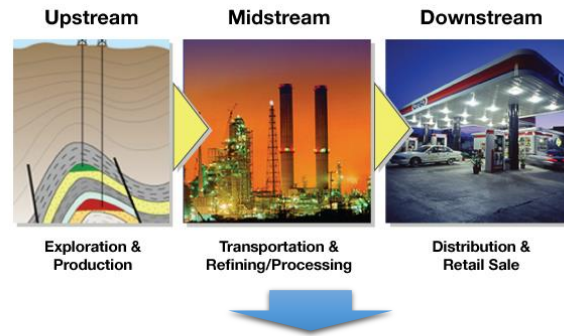


Figura 1.4

Debido a la incompatibilidad de densidades se crea una fuerte presión interna en la roca que propicia la expulsión del petróleo de la roca generadora, viajando hacia posiciones más someras, hasta que es detenido por rocas impermeables o trampas que le impiden el paso.

La industria del petróleo se divide de forma general en tres fases⁵:

⁵ JAHN, F., COOK, M. y GRAHAM, M. (2011): "Hydrocarbon Exploration and Production"



<p>Exploración</p> <p>Desarrollo</p> <p>Extracción</p>	<p>Upstream</p>	<p>Incluye tareas de búsqueda de potenciales de yacimientos de petróleo crudo y de gas natural, subterráneos y submarinos, perforación de pozos exploratorios, y la perforación y explotación de los pozos de petróleo crudo y gas natural hasta la superficie.</p> <p>Actualmente el sector del <i>upstream</i> incluye la producción de gas no convencional y el procesamiento y transporte de gas natural licuado.</p>
<p>Tratamiento</p> <p>Transporte</p> <p>Almacenamiento</p>	<p>Midstream</p>	<p>Transporte por tuberías, ferrocarril, barcaza, o camión, almacenamiento y comercialización al por mayor de productos crudos o refinados derivados del petróleo. Incluye las redes de gasoductos de recolección de gas natural.</p> <p>Las operaciones <i>midstream</i> generalmente incluyen algunos elementos de los sectores <i>upstream</i> y <i>downstream</i>. Por ejemplo, plantas de procesamiento de gas natural que purifican el gas natural crudo, y remueven y producen azufre elemental y gas natural líquido como productos terminados.</p>
<p>Refino</p> <p>Distribución</p> <p>Venta</p>	<p>Downstream</p>	<p>Incluye tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, y la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural.</p> <p>El sector <i>downstream</i> distribuye hasta los consumidores minoristas productos como gasolina, queroseno, combustible aeronáutico, diésel, fueloil, lubricante, cera, asfalto, gas natural, y gas licuado del petróleo, además de una variedad de productos petroquímicos.</p>

Figura 1.5

1.2.1 Fase de Exploración

La exploración petrolera tiene como objetivo la búsqueda y localización de yacimientos petroleros. Dependiendo de la calidad de la información de la que disponemos a priori, aplicaremos un método de análisis u otro, y cada uno obtendrá los datos de dos formas distintas:

- Métodos indirectos: se adquieren datos del subsuelo desde la superficie y se interpretan para establecer hipótesis sobre las formaciones, su estructura y clasificación de las rocas, todo lo cual lleva a establecer la existencia de trampas capaces de contener hidrocarburos.
- Métodos directos: la información proviene del análisis de las muestras de roca obtenidas durante la perforación de los pozos; así como del registro e interpretación de los perfiles obtenidos a través de sondas eléctricas, electrónicas o sónicas que se introducen en los pozos durante su perforación.

Ambos métodos son complementarios, en los casos en los que no disponemos de datos fiables recogidos de campos adyacentes o similares. De esta forma, si hemos realizado un descubrimiento aislado, se procederá a implementar, en primer lugar, un método indirecto de estimación, para posteriormente proceder a completarlo con un método directo que llevará a cabo una perforación. Ambos métodos aportan información que permitirá aumentar el grado de conocimiento sobre el potencial del yacimiento.

Para realizar un descubrimiento, es necesario desarrollar un proceso de exploración, el cual se inicia con un reconocimiento superficial de las zonas que presentan ciertas características necesarias. Sobre éstas se efectúan estudios (geología superficial, gravimetría, magnetometría, sísmica 2D, 3D o 4D y estudios geoquímicos, entre otros) con los que se obtiene información, que evaluada por especialistas en geología y geofísica estimará el potencial petrolero de la cuenca.

Una vez que se dispone de esta información, la única manera de confirmar estas estimaciones, es mediante la perforación de un primer pozo, llamado pozo exploratorio, que determinará la existencia y ubicación de hidrocarburos en el subsuelo.

Una vez que se ha confirmado la presencia de hidrocarburos mediante un pozo exploratorio, se evaluará la inversión en perforaciones de pozos de *appraisal* para aumentar la certeza sobre la anatomía del yacimiento, la cantidad de reservas y el porcentaje de recuperación factible. De esta forma diseñaremos la forma más eficiente de extracción de los hidrocarburos.

1.2.1.1 Tipos de perforaciones o pozos⁶

Dependiendo del nivel de madurez de la exploración:

- Pozos de exploración: puede llegar a ser un pozo de descubrimiento. Esto significaría que:
 - Se reconozca con certeza la presencia de hidrocarburos.

⁶ HYNE, J.N. (2001): "Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production"

- Se recojan suficientes datos sobre la estructura geológica y las características petrofísicas, que permitan determinar los tipos de fluidos contenidos en la roca.
- Se pueda decidir si abandonar el campo (ocurre en la mayoría de las ocasiones) o continuar con perforaciones adicionales (*appraisal*) para adquirir más datos que nos permitan tomar una decisión definitiva.
- Pozos de *appraisal*: antes de iniciar la fase de producción, debemos evaluar la rentabilidad del campo. Con pozos de *appraisal* se puede estimar con bastante certeza el volumen recuperable y las condiciones de producción, es decir:
 - Podemos estimar con certeza el volumen 3P o máximo.
 - Podemos estimar la extensión del descubrimiento.
 - Podemos tomar una decisión sobre si desarrollar el campo o no.
- Pozos de producción: estos pozos requieren que todos los equipamientos estén instalados, con lo cual el riesgo de dimensionar adecuadamente la inversión es enorme. Este riesgo deberá haber sido mitigado con pozos de *appraisal*.

En la fase de exploración se realiza una evaluación económica, en la que se analiza la rentabilidad de las inversiones y se descartan áreas con excesivo mayor riesgo o inviables económicamente (aunque existan hidrocarburos, su explotación puede no ser suficiente para recuperar la inversión, o proporcionar una rentabilidad suficiente que compense el riesgo asumido).

1.2.2 Fase de Desarrollo

La perforación de un pozo en tierra o mar consiste en la penetración de las diversas capas de roca hasta llegar al yacimiento. Actualmente para perforar un pozo, se utiliza de manera general, un sistema rotatorio para taladrar la roca.

Los ingenieros estudian cuidadosamente las características productoras del campo, determinando el número de pozos requerido para explotar dicho campo eficientemente. Un pozo de desarrollo o producción es perforado en campos petroleros existentes. Se perfora este tipo de pozos para sacar la mayor cantidad de hidrocarburos del campo petrolero.

El número de pozos de desarrollo para un yacimiento depende de su tamaño y de características, como porosidad y permeabilidad (un yacimiento con alta porosidad y permeabilidad no necesita tantos pozos productores como uno con baja porosidad y permeabilidad).

Existen diferentes conjuntos de equipos y herramientas para la perforación en ambientes terrestre y marino.

1.2.3 Fase de Explotación

Una vez concluida la perforación del pozo se introduce una tubería a través de la cual se extrae el petróleo a la superficie. Existen dos tipos de pozos productores de hidrocarburos:

- **Fluyentes:** La presión del yacimiento es suficiente para elevar al aceite hasta la superficie. Su operación es más económica, puesto que no se necesita aportar energía para producir. Se debe regular la explotación para maximizar el empuje y la recuperación.
- **Producción Artificial:** En los casos en que la presión del yacimiento no es suficiente para llevar el aceite hasta la superficie se utilizan diversos sistemas de bombeo, que reciben el nombre genérico de sistemas artificiales de explotación. En general, todos estos sistemas utilizan una bomba mecánica, eléctrica o hidráulica. El Bombeo Neumático (gas lift), utiliza la fuerza expansiva del gas para elevar el aceite. El sistema óptimo dependerá de la viscosidad del aceite, del tipo y profundidad del pozo, de la disponibilidad de gas y del costo.

El flujo de los hidrocarburos hacia el pozo se da por una diferencia de presiones entre el yacimiento y el pozo.

Pueden producirse daños, que provocan caídas en la presión, asociados a diferentes factores que reducen la permeabilidad efectiva alrededor del pozo. El flujo restringido puede ser por causas físicas (desplazamientos provocados durante la perforación o explotación del pozo), químicas (generación de precipitados inorgánicos por cambios en la temperatura o presión en las cercanías del pozo), biológicas (daño causado por bacterias en la cercanía del pozo), de inclinación (desviación del pozo en la formación productora respecto de la vertical) o por penetración parcial (del pozo a la formación productora). Igualmente, incrementos en la producción provocan reducciones de presión.

El flujo simultáneo de fluidos, en dos fases es un fenómeno muy común en la industria petrolera. Este se da en pozos que producen aceite, gas o en pozos inyectoros y en líneas de producción. En algunos casos, se puede encontrar el flujo simultáneo de aceite, gas y agua. En otros casos, se puede tener también el flujo de varias fases fluidas y una fase sólida, como por ejemplo los hidratos, asfaltenos o arenas.

Se deben considerar los costes de abandono temporal o permanente y de desmantelamiento tanto de pozos como de ductos e infraestructura y recuperación medioambiental.

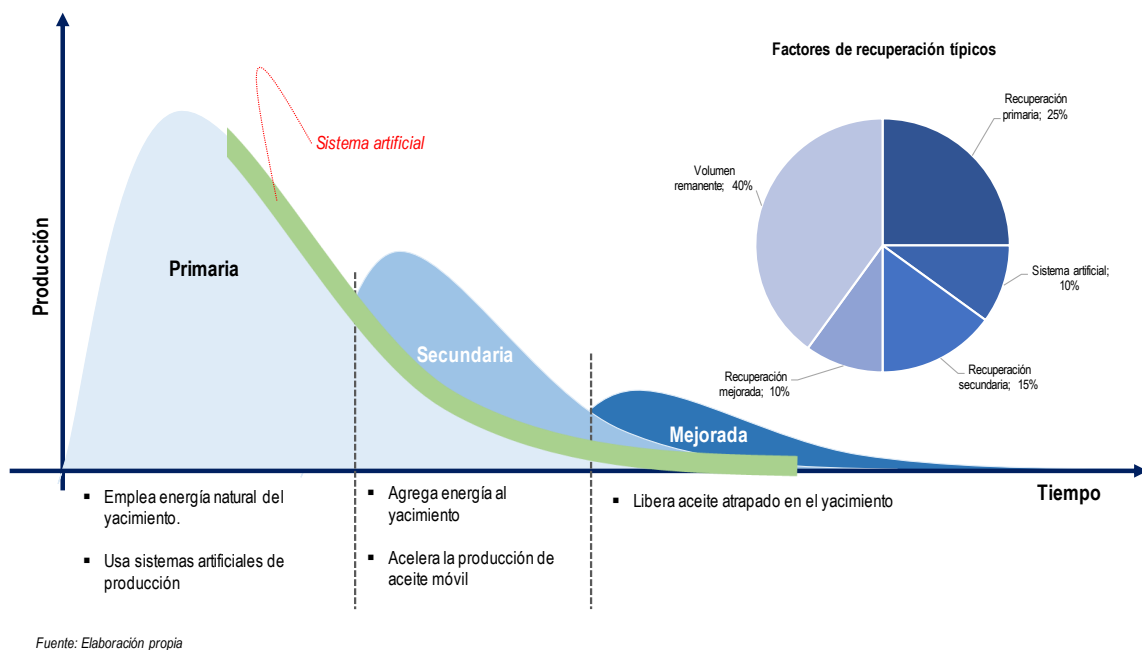
1.2.3.1 *Recuperación secundaria*

La recuperación secundaria es la recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtendría con la presión propia del yacimiento (producción primaria), restituyendo al yacimiento la energía de desplazamiento de aceite en la formación productora. La recuperación secundaria básicamente consiste en

la inyección de agua en el acuífero o la inyección de un gas en la cima de la estructura, con el propósito fundamental de mantener la presión.

1.2.3.2 Recuperación mejorada (EOR)⁷

Son tecnologías de producción que implican la inyección de fluidos o suministro de energía para mejorar la recuperación de petróleo por encima de lo posible con métodos tradicionales. Actualmente representa entre el 3% y el 5% de la producción mundial. Los métodos habituales de recuperación mejorada son térmicos (basados en la aplicación de aire o vapor) químicos (inyección de componentes activos y espumas) o de inyección de solventes o miscibles.



⁷ Enhanced oil recovery

2 LAS RESERVAS

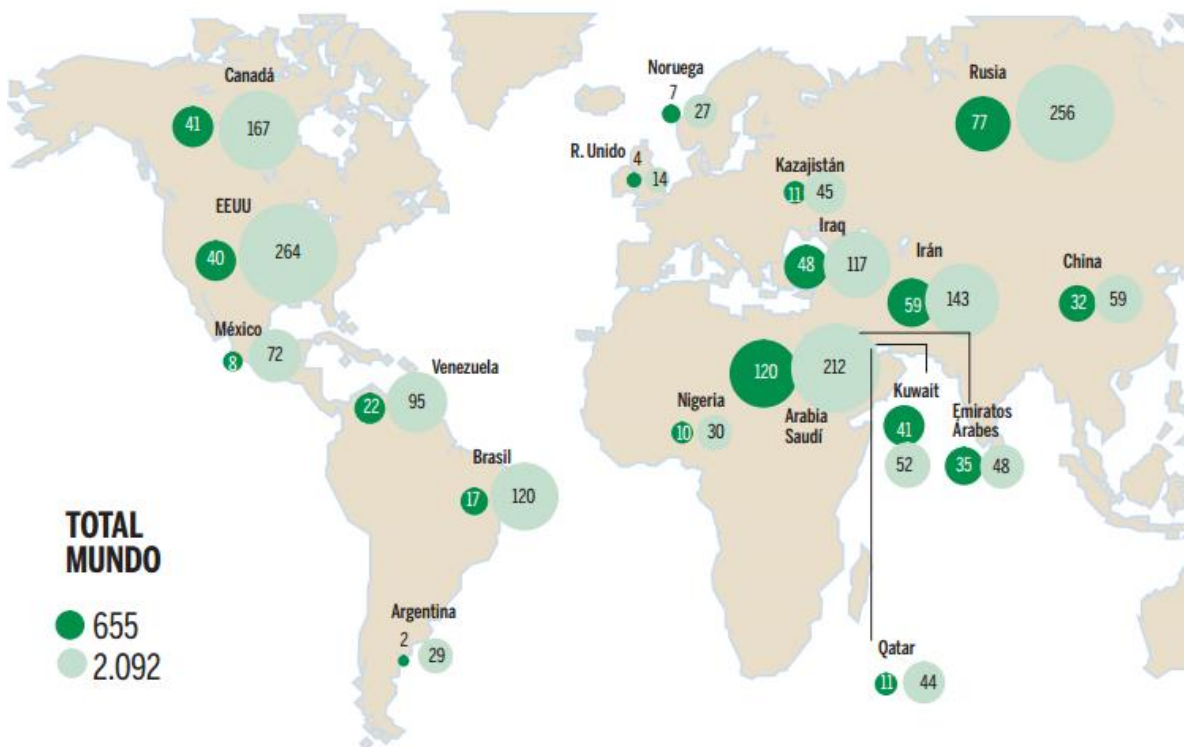
2.1 RESERVAS MUNDIALES RECONOCIDAS EN 2015

En el gráfico siguiente podemos observar el volumen de reservas por país calculado en 2015 (Fuente Agencia Internacional de la Energía).

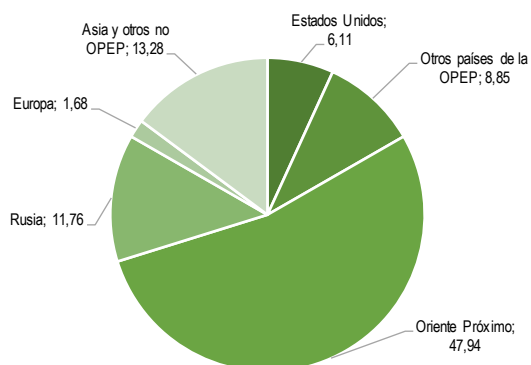
RESERVAS DE PETRÓLEO

En miles de millones de barriles.

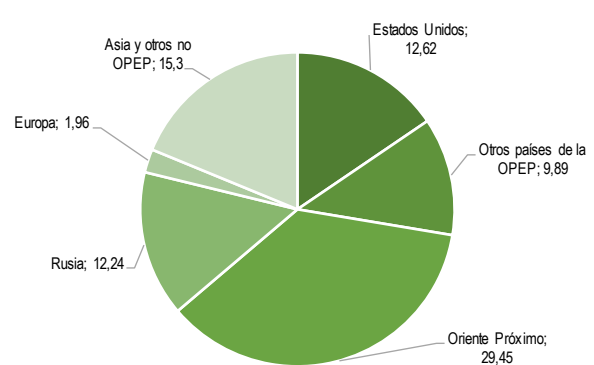
● Reservas probadas ● Reservas estimadas y por descubrir



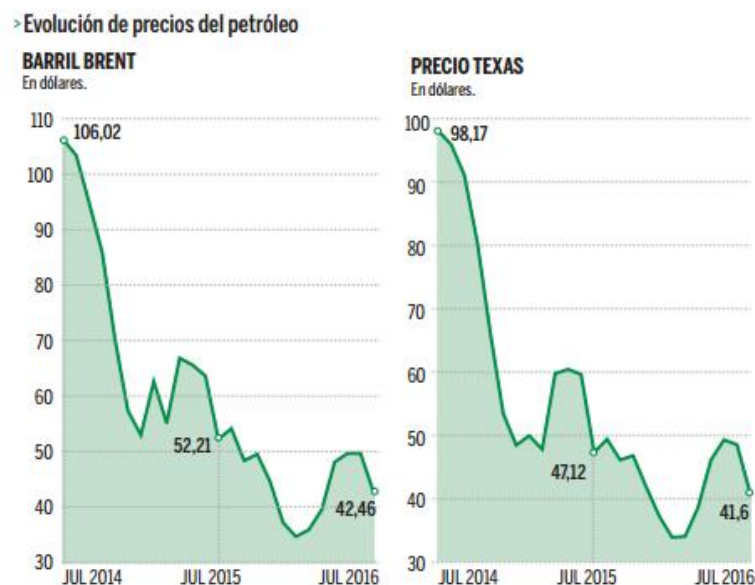
Reservas Probadas



Probadas y por descubrir



Fuente: AIE. Energy Outlook in Mexico 2040



Las compañías petroleras utilizan para la actualización anual de las reservas remanentes de hidrocarburos las definiciones y conceptos propuestos por organizaciones internacionales.

En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país. Para las reservas probables y posibles se emplean las definiciones, denominadas SPE-PRMS, emitidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) y el *World Petroleum Council* (WPC)⁸.

El establecimiento de procesos para la evaluación y clasificación de reservas de hidrocarburos acordes a las definiciones empleadas internacionalmente, garantiza certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados, así como en los procedimientos aplicados para su estimación. Adicionalmente, estas compañías certifican sus reservas anualmente por consultores externos reconocidos internacionalmente, incrementando la confianza en las cifras reportadas.

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costes de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos.

Los precios utilizados para la estimación de reservas son los correspondientes al promedio aritmético que resulta de considerar aquellos vigentes el primer día de cada mes, considerando los doce meses anteriores. En tanto que los costes de operación y mantenimiento, en sus componentes fijos y variables, son los soportados a nivel campo durante un lapso de doce meses. Esta premisa permite capturar la estacionalidad

⁸ Anexo I

de estos ingresos y es una medición aceptable de los gastos futuros para la extracción de las reservas bajo las condiciones actuales de explotación.

La explotación de las reservas requiere inversiones para la perforación y desarrollo de pozos, la realización de reparaciones mayores y la construcción de infraestructura, entre otros elementos. Así, para la estimación del valor económico de las reservas se consideran todos estos elementos. *Si éste es positivo, entonces los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables y, por tanto, se constituyen en reservas. En caso contrario, estos volúmenes pueden clasificarse como recursos contingentes.* Si un ligero cambio en el precio de los hidrocarburos, o una pequeña disminución en sus costes de desarrollo o de operación y mantenimiento, permite que su valuación económica sea positiva, entonces estos volúmenes de recursos podrían incorporarse como reservas.

En el presente capítulo se presentan los criterios para clasificar las reservas de hidrocarburos, explicándose las definiciones y conceptos empleados a lo largo de este documento, enfatizándose sus aspectos relevantes, además de explicar las implicaciones de utilizar dichas definiciones en la estimación de las reservas.

2.2 TIPOS DE ACEITE O CRUDO

Existen distintas formas de clasificar el aceite, una de ellas es la del *American Petroleum Institute*, el cual cataloga el crudo de acuerdo a su gravedad⁹:

Aceite	Densidad (g/cm ³)	Densidad (°API)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Extrapesado ▪ Pesado ▪ Mediano ▪ Ligero ▪ Superligero 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ > 1,0 ▪ 1,0 – 0,92 ▪ 0,92 – 0,87 ▪ 0,87 – 0,83 ▪ < 0,83 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ < 10 ▪ 10,0 – 22,3 ▪ 22,3 -31,1 ▪ 31,1 – 39 ▪ >39

Figura 2.1

La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Índices superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta. La gravedad API se usa también para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

Para su exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- Olmeca: superligero con densidad de 39.9 °API y 0.8% de azufre

⁹ JAHN, F., COOK, M. y GRAHAM, M. (2011): “Hydrocarbon Exploration and Production”

- Itsmo: ligero con densidad de 33.6 °API y 1.3% de azufre
- Maya: pesado con densidad de 22° API y 3.3% de azufre

2.3 TIPOLOGÍA DE RESERVAS

Las reservas son los volúmenes de petróleo y gas contenidos en los yacimientos que pueden ser recuperados de un modo económicamente rentable. Todos los estimados de reservas involucran en sí algún grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de ingeniería y geología. Según este grado de incertidumbre las reservas se clasifican principalmente en dos grandes grupos: Reservas y Recursos, y dentro de las reservas: probadas y no-probadas, y dentro de las no probadas: probables y posibles. Gráficamente:

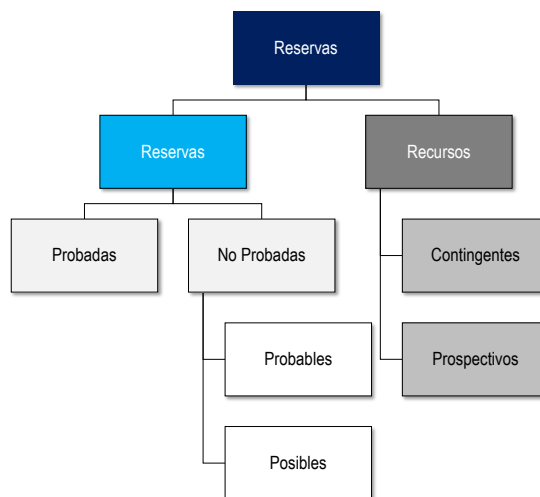


Figura 2.2

Las diferentes definiciones de reservas se corresponderán con su forma de cálculo. Así, por ejemplo, los métodos deterministas calcularán reservas probadas, mientras que para la misma categoría, los métodos probabilísticos calcularán reservas 1P o P₉₀.

Siendo equivalentes (o prácticamente equivalentes) en su resultado, las reservas probadas y P₉₀, su nomenclatura y forma de cálculo alberga una importancia fundamental cuando se trata de obtener financiación en ciertos mercados como el norteamericano, donde las normas SEC obligan al reporte en formato “probadas”. Aún así y últimamente, las compañías internacionales no cotizadas EE.UU, están obteniendo financiación con la aportación de sus cálculos probabilísticos de reservas P₉₀.

2.3.1 Reservas Probadas

Las reservas probadas son las cantidades de hidrocarburos estimados con razonable certeza, que serán recuperables comercialmente de yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada en adelante, bajo las actuales condiciones económicas, operacionales y regulaciones gubernamentales. Si se emplea el método

probabilístico, debe existir al menos un **90%** de probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o superiores al estimado.

Las reservas probadas pueden ser subdivididas en:

- **Desarrolladas (PD¹⁰):** Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes. En el caso de reservas asociadas a recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costes requeridos sean menores y la respuesta de producción haya sido considerada en la planeación del proyecto. Dentro de esta tipología se encuentran las PDNP¹¹.
- **No desarrolladas (PUD¹²):** Son aquellas reservas que se espera serán recuperadas por medio de pozos nuevos en áreas aún no perforadas en un plazo no mayor a cinco años. Para las técnicas de EOR las reservas se consideran no desarrolladas cuando dichas técnicas hayan sido probadas en el área y en la misma formación.

Esta división tiene una importancia especial cuando se trata de financiar proyectos utilizando como garantía las propias reservas¹³. De acuerdo con esto los bancos asignan diferentes grados de riesgo dependiendo de cada categoría.

A nivel regulatorio internacional, la SEC¹⁴ en su documento 17 CFR partes 210 y 211 “Modernization of Petróleo y Gas Reporting; Final Rule” establece que para que las reservas de una compañía sean calificadas como “probadas”, los recursos OIP deben cumplir tres normas fundamentales:

1. Las reservas deben ser recuperables de una forma razonablemente cierta.
2. Las reservas deben ser económicamente viables bajo precios SEC.
3. La compañía debe tener un plan de desarrollo comprometido, para la extracción de las reservas en los próximos cinco años.

Se emplea frecuentemente el término **1P** para describir las reservas probadas.

2.3.2 Reservas Probables

Las reservas probables son volúmenes de hidrocarburos no probados en los que la información geológica y de ingeniería indica un grado de certeza menor, en comparación con las reservas probadas y pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras favorables. Las reservas probables tienen una

¹⁰ Pueden ser también PDP, Proved, Developed and Productive

¹¹ Proved Developed Non Producing

¹² Proved Undeveloped

¹³ Reserves based lending

¹⁴ Securities Exchange Commission

probabilidad del **50%** de que el volumen a recuperar sea igual o mayor que la suma de las reservas probadas más la probables.

En los métodos de EOR las reservas son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado, pero aún no ha sido implementado. Y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Existen cuatro condiciones para poder clasificar las reservas como probables:

- Reservas en formaciones que parecen ser productivas, separadas por fallas geológicas y en donde la información geológica indica que el volumen se encuentra estructuralmente más alto que el área probada.
- Reservas que se atribuyen a la perforación de futuras intervenciones, estimulaciones o cambios de equipo, procedentes de un método de recuperación mejorada que ha sido establecido de forma repetidamente exitosa.
- Reservas incrementales en formaciones productoras donde una nueva interpretación del comportamiento de los datos volumétricos, indique que existen reservas adicionales a las probadas.
- Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios y que pueden haber sido clasificadas como probadas en el momento de la evaluación.

El término **2P** se emplea para denominar a las reservas probadas y probables.

2.3.3 Reservas Posibles

Las reservas posibles son volúmenes de hidrocarburos contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables. Estas estimaciones se hacen cuando se suponen condiciones económicas y gubernamentales futuras favorables, si se utilizan métodos probabilísticos para su estimación, estas deben tener por lo menos un **10%** de probabilidades de éxito.

En general, las reservas posibles pueden incluir:

- Reservas que basadas en interpretaciones geológicas, podrían existir más allá del área clasificada como probable dentro del mismo yacimiento.
- Reservas en formaciones que parecen contener hidrocarburo, según análisis de núcleos y registros, pero pueden no ser rentables.
- Reservas incrementales atribuidas a perforación que están sujetas a incertidumbre técnica.

El término **3P** se emplea para definir las reservas probadas, probables y posibles.

Los métodos de estimación de reservas pueden ser **determinísticos**, si se obtiene un solo valor para el mejor estimado de reservas; o **probabilísticos** cuando los datos son usados para generar un rango de estimados de reservas y sus probabilidades asociadas.

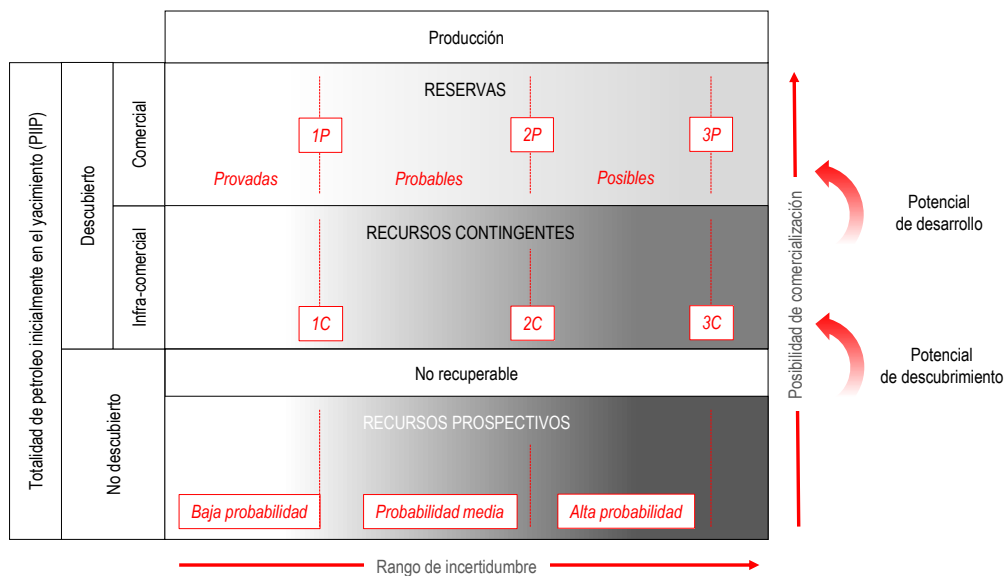
2.3.4 Recursos contingentes

Son recursos estimados como potencialmente recuperables pero que actualmente no se consideran lo suficientemente maduros para lograr un desarrollo comercial debido a trabas tecnológicas o comerciales.

Para que los recursos contingentes avancen a la categoría de “reservas” es necesario que las condiciones clave, o contingencias, que impidieron su desarrollo comercial sean aclaradas y eliminadas. Por ejemplo, todos los permisos internos y externos necesarios tienen que ser otorgados a la compañía o estar a punto de ser otorgados, incluyendo los permisos gubernamentales y ambientales. Además debe existir evidencia concreta por parte de la administración de la compañía de su firme voluntad de iniciar el desarrollo comercial en un período de tiempo razonable (normalmente 5 años, aunque podría ser mas largo).

2.3.5 Recursos prospectivos

Los recursos prospectivos son los volúmenes estimados asociados a las cantidades no descubiertas. Este grupo representa un mayor riesgo que los recursos contingentes ya que el riesgo de su descubrimiento es también agregado. Para que los recursos prospectivos sean clasificados como “recursos contingentes”, los hidrocarburos deben ser descubiertos, los yacimientos evaluados más a fondo, y debe prepararse una estimación de las cantidades que serían recuperables mediante la aplicación de proyectos adecuados de desarrollo. Gráficamente todas las categorías y sus restricciones son presentadas en el gráfico adjunto:



PIIP: Petroleum Initially In Place

Figura 2.3

Podemos observar los datos históricos de las reservas probadas mundiales¹⁵ en el Anexo A1

A un nivel más conceptual en terminos de reporting financiero y legal, las reservas pueden ser clasificadas bajo otros parámetros:

- Reservas técnicas: expresadas en parámetros 1P, 2P y 3P, en función de las características petrofísicas evaluadas. Su cálculo se define como el volumen de reservas STOIPP (OIP) multiplicado por el factor de recuperación. Calculadas mediante procedimientos deterministas o estocásticos.
- Reservas SEC: calculadas como el valor actual de los contratos en vigor para la explotación de los yacimientos. En este sentido el clausulado del contrato puede reflejar que aún siendo el propietario de solo una parte de la producción, estoy obligado a asumir la totalidad de las inversiones. Los parámetros macroeconómicos, como precio del crudo y tasa de descuento, serán fijados por la SEC
- Reservas de la compañía: pueden ser expresadas en términos brutos o netos. Las brutas serán el porcentaje del cual se es propietario (working interest), multiplicado por las reservas técnicas. Las netas se calcularán bajo la aplicación del contrato de explotación y las mejores estimaciones posibles por la compañía de parámetros de precio del crudo y tasa de descuento. El valor de las reservas netas, es la cifra utilizada en las transacciones.

2.4 METODOS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Existen diferentes métodos para la estimación de reservas¹⁶:

2.4.1 Métodos de rendimiento

Se usan después de que un campo, yacimiento o pozo se ha mantenido en producción suficiente tiempo para identificar y analizar matemáticamente una tendencia de presión y/o producción. Estos procedimientos se basan en que aquellos factores que han controlado las tendencias en el pasado continuaran controlándolas en el futuro.

- Análisis de Curvas de Declinación: Se refiere al análisis de tendencias de declinación producción de petróleo o gas, contra el tiempo o la producción acumulada para estimar reservas.
 - Hiperbólica
 - Armónica
 - Exponencial

¹⁵ Datos de British Petroleum

¹⁶ KASRIEL, K. y WOOD, D. (2014): "Upstream Petroleum. Fiscal and Valuation Modeling"

- **Balance de Materiales:** Este método involucra la estimación de los volúmenes remanentes en el yacimiento, tomando como base los cambios de presión del yacimiento a medida que los volúmenes son producidos del mismo. Es aplicable sólo cuando existen suficientes datos de presión y producción, permite estimar el volumen original en sitio y el probable mecanismo de producción

2.4.2 Métodos volumétricos

Son los más utilizados en las etapas iniciales de caracterización de yacimientos, ya que se requiere muy poca información. Se basan en la estimación de propiedades petrofísicas de roca y fluido del yacimiento. Principalmente se utilizan la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, presión capilar, factor de formación, volumen de arcilla, geometría del yacimiento, etc. Tiene grandes ventajas como que es muy económico, no requiere de mucha información y da una estimación aceptable inicialmente; pero también tiene grandes desventajas ya que no es muy exacto.

2.4.3 Métodos análogos

Se usan típicamente para prospectos no perforados y como un complemento a los métodos volumétricos en las primeras etapas del desarrollo de un yacimiento. Esta metodología es basada en asumir que yacimientos análogos son comparables en aspectos como la recuperación final de aceite o gas, utilizan factores de recuperación o eficiencias de recuperación de yacimientos similares para estimar la recuperación en yacimientos en estudio.

2.4.4 Métodos estadísticos

Dependiendo de la cantidad de datos disponibles del área de interés los métodos estadísticos pueden ser usados como complemento de los métodos análogos para estimar reservas. Una disposición geológica dada una distribución log-normal es una aproximación razonablemente buena a la distribución de los tamaños de los campos y las reservas iniciales de aceite y gas en esos campos.

Como observaremos en capítulos posteriores, los métodos utilizados en el desarrollo de nuestro caso, se corresponderán con métodos volumétricos complementados con métodos de estudio de yacimientos análogos, analizados a través de métodos estadísticos.

Aunque observaremos como para el cálculo de los perfiles de producción en la explotación del campo, utilizaremos cálculos como las curvas de declinación, presentes en métodos de rendimiento.

Por lo tanto una de las aportaciones de la presente Tesis es la combinación de todas las metodologías anteriores, argumentadas con una base estadística, dentro de un proceso de valoración y toma de decisiones óptimo, ya que cada una de ellas posee principios y herramientas aprovechables en cada una de las fases del proceso.

3 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO DEL CASO PRÁCTICO

Para el desarrollo de las teorías e investigaciones motivo de esta Tesis, hemos elegido México, porque está viviendo una situación extraordinaria través de las diferentes reformas emprendidas. De forma particular, la Reforma Energética, intenta abandonar décadas de monopolio adaptándose a una coyuntura de apertura de mercado, que enfrente los cambios vividos en las últimas décadas en el sector de los hidrocarburos y su impacto en las cifras macroeconómicas del país, reformulando la forma de canalizar la riqueza proporcionada por los recursos naturales al progreso y modernización de la sociedad.

3.1 SITUACIÓN MACROECONÓMICA DE MÉXICO¹⁷

La economía mexicana está muy integrada en la economía mundial y los mercados financieros y por lo tanto expuesta a la débil demanda externa y la elevada volatilidad del mercado, y de forma muy especial al marco de políticas de los EE.UU.

3.1.1 Crecimiento

El Gobierno de México redujo su pronóstico de crecimiento para 2016 a 2%-2,6% desde niveles de 2,2%-3%, mientras que el Banco Central redujo su estimación a 1,7%-2,5% a partir del 2%-3%. El PIB (Producto Interior Bruto) se redujo un 0,2% en el segundo trimestre, el cual supuso el primer descenso trimestral en tres años.

El sector de la minería se contrajo en medio de una caída en la producción de petróleo, mientras que la construcción se redujo debido a la caída de la inversión. Sin embargo, el sector manufacturero se mantuvo constante en medio del estancamiento de la demanda de Estados Unidos. Por otra parte, el crecimiento de los servicios fue considerablemente positivo, impulsado principalmente por el consumo privado, pero se ha moderado a medida que el empuje de las potenciales reformas se desvanece.

3.1.2 Inflación

La inflación anual aumentó a 2,73% en agosto, suponiendo la mayor subida desde febrero de 2016. Aun así, continúa por debajo del objetivo del 3% marcado por el Banco Central.

Es probable que la inflación anual continúe aumentando debido a la depreciación del peso frente al dólar y al aumento del precio de los bienes de consumo. Se espera que los precios de la energía y de las tarifas de servicios públicos aumenten, debido al impacto favorable de las reformas y los bajos precios del petróleo. Los altos precios del gas también jugarán un papel clave en la inflación, incluso si únicamente aumentan en línea con el objetivo del Banco Central.

¹⁷ Fuente: Banco Mundial y Fondo Monetario Internacional

La siguiente tabla muestra las variaciones históricas y proyectadas del PIB Nominal, PIB Real e Inflación mexicanas publicadas por el FMI.

México	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
PIB (%)	2.3%	2.6%	2.4%	2.6%	2.8%	2.9%	3.1%	3.1%
PIB Nominal (%)	7.1%	5.1%	7.2%	6.1%	5.8%	6.2%	6.8%	7.0%
IPC (%)	4.0%	2.7%	2.9%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%

Fuente: Fondo Monetario Internacional, World Economic Outlook Database, Abril 2016

3.1.3 Oferta

Como hemos comentado anteriormente, el sector servicios sigue siendo uno de los sectores más dinámicos de la economía mexicana, pero la debilidad prolongada en el sector industrial y una política fiscal más restrictiva constituyen los principales riesgos a mitigar.

El sector de las telecomunicaciones se ha beneficiado de las reformas, pero su crecimiento está comenzando una senda más moderada después de la última subida experimentada el pasado año. En el caso de los sectores comerciales, en particular el manufacturero, deberían beneficiarse de una tasa de cambio más competitiva, dependiendo su crecimiento en gran medida de la fuerza de la demanda de EE.UU.

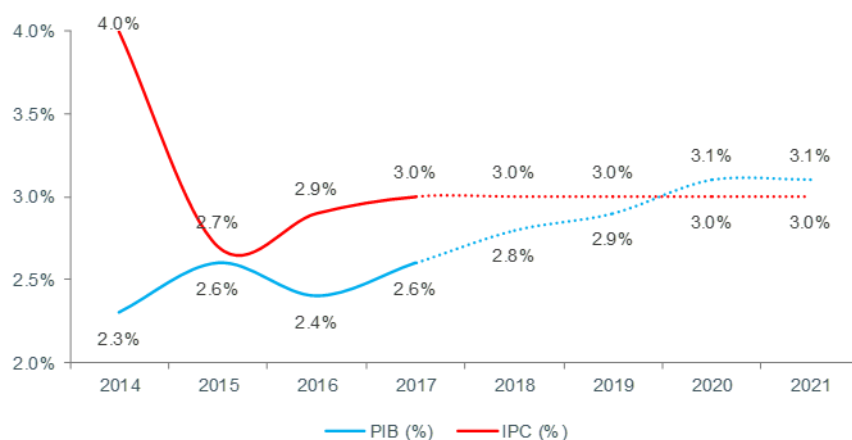


Figura 3.1

3.1.3.1 Sector doméstico

Los ingresos de los hogares han mejorado debido a la baja inflación y una mejora del empleo (el desempleo se sitúa en un 3,8%), aunque los salarios aún no se han recuperado. El aumento de las remesas de los trabajadores mexicanos del exterior, amplificadas por la depreciación del peso, han contribuido positivamente, debiendo ser este impulso suficiente para poder continuar con la tendencia positiva del consumo privado.

La confianza de los consumidores sigue siendo baja, lo cual supone un riesgo, ya que acentúan las preocupaciones sobre la economía y la incertidumbre en relación al futuro. Sin embargo, las buenas condiciones actuales ayudan a explicar unas fuertes ventas minoristas y el crecimiento del consumo.

3.1.3.2 Sector corporativo

La disminución de la confianza entre las empresas mexicanas está relacionada con el aumento de la preocupación sobre las condiciones económicas y el bajo crecimiento de la inversión empresarial.

En este sentido, las reformas y la consolidación de las ventajas competitivas han atraído inversión y compromisos futuros que muestran un ligero impulso en la economía.

Por su parte, la energía y minería todavía tienen capacidad para seguir creciendo, pero los bajos precios del petróleo y la difícil situación que atraviesa PEMEX continúan siendo obstáculos considerables para el crecimiento.

3.1.3.3 Sector externo

Las bajas importaciones, que continúan decreciendo en línea con la depreciación del peso, ayudarán a estabilizar el déficit comercial de México, pero serán necesarias mayores exportaciones para cerrar la brecha deficitaria. Las exportaciones, formadas principalmente por productos manufacturados, no son capaces por sí solas de hacer rebotar la balanza comercial, siendo necesario que la demanda de EE.UU. aumente.

El déficit por cuenta corriente se ha ampliado y podría ser superior al alcanzado en años anteriores, siendo el pago de la creciente deuda externa un factor clave para su reducción.

3.1.3.4 Política monetaria

Las subidas de tipos de interés de febrero y junio de este año confirman la preocupación del Banco Central por la depreciación que viene sufriendo el peso, esperándose nuevas subidas de tipos en caso de que el peso continúe perdiendo valor, las condiciones tanto internas como externas del mercado amenacen con debilitarlo, o en caso de existir síntomas de que la inflación o sus expectativas aumenten.

3.1.3.5 Política fiscal

Se prevé que el déficit fiscal de México alcance un 3,0% del PIB este año, en comparación con el 3,5% de 2015. Los ingresos esperados por el sector público han sido menores de lo proyectado, debido en gran parte a la disminución de los ingresos provenientes del sector de O&G. En este sentido, el gobierno anunció en febrero y junio, junto a la subida de tipos, recortes en el gasto público y una mayor presión fiscal con el fin de cumplir el presupuesto.

El déficit fiscal y las expectativas de crecimiento permiten el aumento de la deuda que se va a producir al final de este ejercicio, aumento que se ve potenciado por la continua depreciación del peso y el incremento de la inflación, tanto en términos relativos como absolutos.

No obstante, México mantiene unos niveles de deuda en línea con aquellos países con similares ratings crediticios, limitando así la posibilidad de que sus calificaciones se vean reducidas. La deuda mexicana tiene un rating BBB+ por parte de S&P y Fitch, mientras que Moody's la califica con A3, habiendo cambiado en marzo su perspectiva de estable a negativa.

3.1.3.6 Sostenibilidad externa

La inversión extranjera directa en México está siendo soportada por los proyectos en curso y los compromisos anteriores. Junto con la financiación disponible en los mercados de capitales externos, los factores de mayor preocupación son las posibles salidas de capital de grandes tenedores extranjeros de acciones y activos de renta fija.

3.1.3.7 Política cambiaria

El peso se ha visto significativo ajustado en tiempos recientes, por lo que futuras depreciaciones serán probablemente transitorias y limitadas en el largo plazo. Las afirmaciones oficiales de que el peso está infravalorado parecen razonables cuando se compara el tipo de cambio real con respecto al histórico.



Figura 3.2

3.2 EL SECTOR DEL PETRÓLEO EN MÉXICO

El mix energético mexicano es uno de los más dependientes del petróleo en el mundo, teniendo en cuenta que más de la mitad de la energía consumida en el país se corresponde con derivados del petróleo (Figura 2.3). En los próximos años se prevee que esta dependencia caerá a niveles del 42%, pero aún continuaría siendo significativamente más elevada que la media de la OCDE.

	CAGR*							
	2000	2014	2020	2030	2040	2014	2040	2014-2040
Combustibles fósiles	131	170	168	176	186	90%	83%	0.4%
<i>Petróleo</i>	89	96	91	95	95	51%	42%	-0.1%
<i>Gas natural</i>	35	61	68	74	86	32%	38%	1.4%
<i>Carbón</i>	7	13	10	7	6	7%	3%	-3.1%
Renovables	17	16	19	25	31	9%	14%	2.7%
<i>Hidráulicas</i>	3	3	3	4	5	2%	2%	1.4%
<i>Bioenergía</i>	9	9	9	9	9	5%	4%	0.6%
<i>Otras</i>	5	4	7	12	17	2%	8%	5.9%
Nuclear	2	3	3	5	7	1%	3%	4.2%
Total	150	188	190	206	225	100%	100%	0.7%

* Compound average annual growth rate.

Fuente: AIE. Energy Outlook in Mexico 2040

Figura 3.3

En contraposición, la dependencia del carbón, es una de las más bajas habiendo sido eliminadas la mayoría de las centrales térmicas. La demanda de gas natural crece un 1,3% anualmente, participando cada vez más en el mix energético. De la misma forma, el uso de energías renovables se incrementa en un 6%, atribuible en su mayor parte a parques eólicos y solares

Respecto al sector de los hidrocarburos, en México se consideran doce cuencas como sistemas petroleros activos, solo habiendo sido explotados seis. Históricamente el desarrollo del petróleo y el gas en México ha estado focalizado en yacimientos terrestres y aguas someras (offshore) del Golfo, los cuales mantendrán en el futuro próximo una productividad importante. La producción en campos terrestres (onshore) se realiza en el país desde el siglo pasado, y ya ha producido más de veinte billones de barriles, estimándose que más de veintin billones de barriles son técnicamente recuperables de las regiones onshore (Figura 2.4¹⁸), estando la mayoría localizadas en las cuencas de Tampico-Misantla, que incluye Chicontepec, un yacimiento super-gigante, que sin embargo ha experimentado un bajo porcentaje de recuperación (Figura 2.5).

	Técnicamente recuperable	Producción acumulada	Recursos remanentes recuperables	% UR	Reservas probadas
Convencional	41.6	20.3	21.2	51%	3.0
Esquisto	13.1	0.0	13.1	100%	0.0
Aguas someras	48.4	28.3	20.1	42%	7.8
Aguas profundas	15.0	0.0	15.0	100%	0.0
Total Mexico	118.0	48.6	69.4	59%	10.8

Fuente: AIE. Energy Outlook in Mexico 2040

Figura 3.4

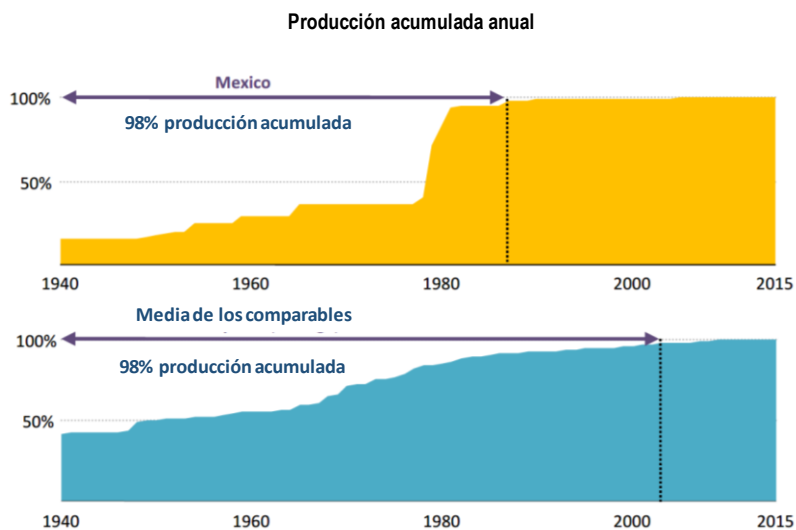
¹⁸ Datos de 2015

Los desarrollos offshore en aguas someras mexicanas comenzaron durante los años sesenta, habiendo producido más de veintiocho billones de barriles, fundamentalmente en la cuenca del sureste, lugar donde se encuentra el yacimiento offshore más grande del país, llamado Cantarell. Todavía se estima la existencia de más de veinte billones de barriles técnicamente recuperables en las zonas offshore.



Figura 3.5

En la actualidad no hay producción de petróleo de esquisto o aguas profundas en México, aunque los volúmenes estimados para estas dos variedades son elevados, pudiendo representar alrededor de un 40% de las reservas remanentes. El crudo de esquisto totalizaría unos 13 billones de barriles, localizados en la zona de Tampico, y el procedente de aguas profundas 15 billones. También es importante mencionar, que las cuencas de Yucatán, Chihuahua, Sierra Madre y Vizcaino-La Purísima-Iray, no han sido todavía exploradas.



Fuente: AIE. Energy Outlook in Mexico 2040

Figura 3.6

El problema más importante del sector petrolero mexicano es la baja diversificación de la cartera productiva, centrada fundamentalmente en yacimientos muy antiguos con factores de declinación elevados, ya explotados con técnicas de recuperación muy agresivas. Tengamos en cuenta que solo el 2% de la producción acumulada histórica de México proviene de campos cuya producción comenzó en los últimos veinticinco años, comparado con el 7% en Estados Unidos, el 8% en Venezuela o el 35% en el Reino Unido (Figura 2.6).

Debido a estos condicionantes y a las restricciones presupuestarias de los últimos ejercicios provocadas por un escenario de precios a la baja, unido a las presiones fiscales del gobierno, se ha limitado considerablemente la capacidad inversora de la compañía paraestatal, PEMEX, motivando la caída de la producción en un 7% en 2015, hasta los 2,6 millones de barriles por día. Aun así, las inversiones de la compañía en los últimos seis años en la exploración de yacimientos en aguas profundas han sido importantes, pero la falta de la tecnología y el conocimiento adecuado no han permitido la obtención de los resultados deseados. Todos estos factores han puesto de manifiesto la urgencia de la implementación de las medidas propuestas en la Reforma Energética.

La producción de los yacimientos en aguas someras continuará jugando un papel fundamental, pero su antigüedad no permitirá alcanzar los volúmenes operados hasta ahora, enfrentando PEMEX un reto en el cambio de portfolio productivo, para alcanzar los 3,4 mb/d en 2040, como se muestra en la Figura 2.6.

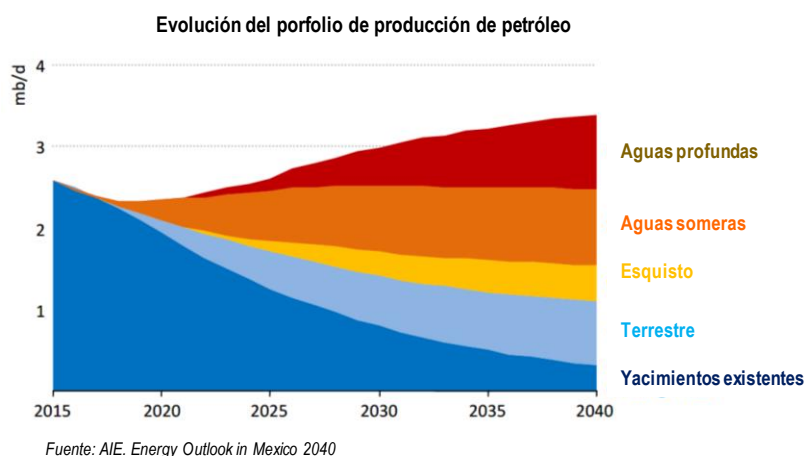


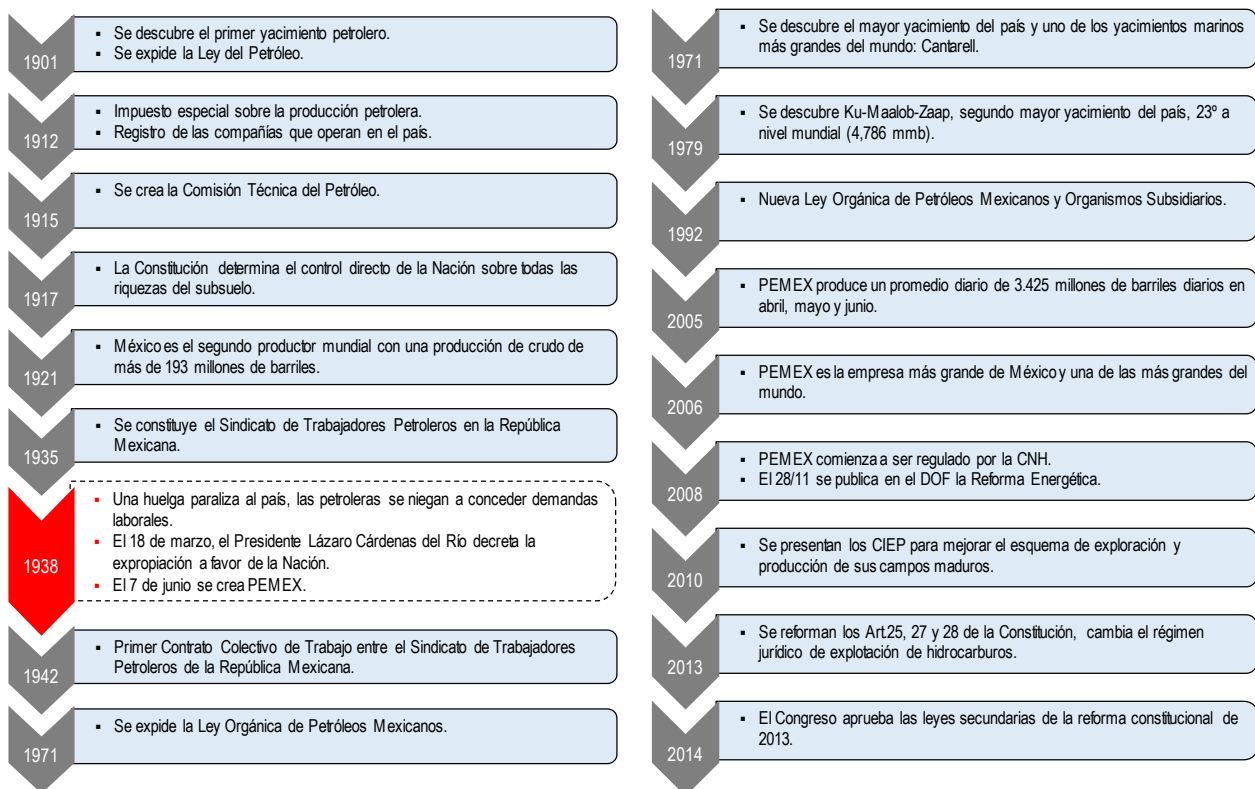
Figura 3.7

3.3 LA REFORMA ENERGÉTICA MEXICANA

Con la promulgación de la Constitución de 1917, se estableció en su artículo 27 el dominio de la Nación sobre todos los minerales, entre ellos, el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, además daba al Ejecutivo Federal la posibilidad de que los particulares extrajeran para su aprovechamiento el petróleo y demás hidrocarburos, bajo la figura de la concesión.

En diciembre de 1938, el Presidente Lázaro Cárdenas del Río impulsó la primera reforma energética, la cual mantenía la propiedad exclusiva del Estado sobre los recursos en el subsuelo, suprimía las concesiones sobre el petróleo y los carburos de hidrógeno ya que la concesión confería a particulares los derechos para explotar y aprovechar bienes del dominio nacional y consideraba como derecho exclusivo del Estado el explotar los hidrocarburos mediante las formas estipuladas en una ley secundaria. La iniciativa fue aprobada y publicada en el Diario Oficial de la Federación en noviembre de 1940.

En el mismo periodo, también fue publicada la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional que creó instrumentos para celebrar contratos con los particulares a fin de que éstos lleven a cabo por cuenta del Gobierno Federal, los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos sin poner el riesgo los derechos del Estados sobre éstos; también estableció el régimen de concesiones para la construcción de refinerías y oleoductos y para la distribución de gas.



La reforma energética de 2013 en México (en adelante “La Reforma”) es una reforma constitucional cuya iniciativa fue presentada por el Presidente de la República, Enrique Peña Nieto el 12 de agosto de 2013. Fue aprobada por el Senado de la República el 11 de diciembre de 2013 y por la Cámara de Diputados un día después. El 18 de diciembre de 2013, la reforma fue declarada constitucional por el Poder Legislativo Federal; fue promulgada por el Ejecutivo el 20 de diciembre de 2013 y publicada al día siguiente en el Diario Oficial de la Federación.

La Reforma generará múltiples interacciones positivas con los mercados internacionales, vía flujo de capitales, tecnología y mejores prácticas empresariales, además de la mejora del comercio energético a través de la interconexión con Estados Unidos. La serie de rondas comenzadas en 2015 abre el sector del petróleo y el gas a la inversión internacional y la tecnología, dejando a PEMEX centrarse en sus recursos y su experiencia en un abanico menor de proyectos, en solitario o bajo la forma de una Joint Venture. Estas rondas deberán ayudar a mitigar la bajada de la producción en aguas someras, además de promover la exploración en aguas profundas e incluso zonas de fracking, impulsando la consecución del objetivo de producción a 3,4 mb/d en 2040.

En otro orden, la disociación de la CFE¹⁹ y la apertura del sector de generación a la participación privada jugará un papel importante en la movilización de 10 billones de pesos anuales, que México necesita para renovar la red eléctrica y mantener el servicio a la creciente demanda. Además las subastas futuras de capacidad en energías limpias, proporcionará una entrada para futuros competidores, lo cual fortalecerá el sistema de transmisión y distribución, reduciendo los costes.

Es importante considerar las consecuencias para México de un escenario sin La Reforma. Esta situación provocaría la continuación de un escenario de producción de petróleo decreciente debido a la paralización de proyectos en aguas profundas y esquistos, estimándose un nivel de un millón menos de barriles por día en 2040, con un impacto para la economía global del país de un 4%.

3.3.1 Luchando contra el descenso en la producción de petróleo

Actualmente la producción sigue cayendo desde un nivel de 2,6 mb/d en 2015, hasta la previsión del punto más bajo, en 2020 con 2,3 mb/d, comenzando a partir de este momento una curva ascendente debido al impacto de las inversiones realizadas (Figura 2.8). Y esto mientras países como Colombia o Brasil han incrementado significativamente su producción a través de la apertura del sector mediante reformas energéticas. Los yacimientos en aguas profundas que se encuentran en el Golfo de México, en la jurisdicción de los Estados Unidos, ya producen un millón de barriles diarios de petróleo, no obstante, México aún no ha producido el primer barril proveniente de los yacimientos similares de los que dispone.

La cuestión es que, si bien, PEMEX ha invertido alrededor de 16 millones de pesos mexicanos anuales en los últimos diez años, las necesidades reales son de 30-45 millones anuales, si se quieren alcanzar los objetivos expuestos.

La Reforma está diseñada para abrir los recursos de hidrocarburos mexicanos, tanto a la inversión local como extranjera. Esta apertura, organizada en diferentes rondas de licitación dirigidas por la CNH²⁰, es una oportunidad única y obligatoria para que PEMEX vuelva a la senda del crecimiento. PEMEX requirió

¹⁹ Comisión Federal de Electricidad

²⁰ Comisión Nacional de Hidrocarburos, dependiente de SENER (Secretaría Nacional de Energía)

y le fueron asignados ciertos activos en la Ronda Cero, previa a la apertura de rondas competitivas, en un intento de focalizar a la NOC en aquellas zonas donde su experiencia es más elevada. Bajo este escenario, PEMEX posee el 20% de las reservas remanentes recuperables, localizadas principalmente en campos onshore y aguas someras, aunque un 13% de esta asignación es en aguas profundas que podrán ser desarrolladas en solitario o en asociación (Ver Figura 2.9).

Evolución de la producción por tipo en México considerando La Reforma

	2000	2005	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2015-2040 Delta
Convencional	3.5	3.8	2.6	2.4	2.5	2.7	2.8	3.0	0.4
Petróleo crudo	2.9	3.2	2.2	2.0	2.1	2.3	2.4	2.4	0.3
<i>Campos existentes</i>	2.9	3.2	2.2	1.6	1.0	0.7	0.4	0.3	-1.9
<i>Campos nuevos</i>	-	-	-	0.3	1.0	1.6	1.9	2.1	2.1
<i>EOR</i>	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas natural	0.6	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.1
No convencional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.4	0.4	0.4
Esquisto	-	-	-	-	0.1	0.3	0.4	0.4	0.4
Total	3.5	3.8	2.6	2.4	2.6	3.0	3.2	3.4	0.8
<i>Shallow water</i>	2.5	2.9	1.8	1.6	1.5	1.4	1.2	1.1	-0.6
<i>Deep water</i>	-	-	-	0.0	0.2	0.5	0.7	0.9	0.9
<i>Onshore</i>	1.0	0.9	0.8	0.8	1.0	1.2	1.3	1.3	0.5

Fuente: AIE. Energy Outlook in Mexico 2040

Figura 3.8

Por el momento, de los activos asignados en la ronda cero, los elegidos por PEMEX para ser explotados bajo contratos de asociación, están concentrados, en áreas en las que la NOC ha decidido participar, pero que actualmente quedaban fuera de su zona de interés, bien por ser intensivas en capital o baja producción, como el campo de Chicontepec, o bien por que quedan tecnológicamente fuera de sus competencias actuales al ser crudo pesado o aguas profundas, como el campo Trion, localizado en aguas profundas. Así mismo PEMEX está autorizada para pujar por otros activos en las rondas subsiguientes.

Asignación de activos en las rondas de licitación

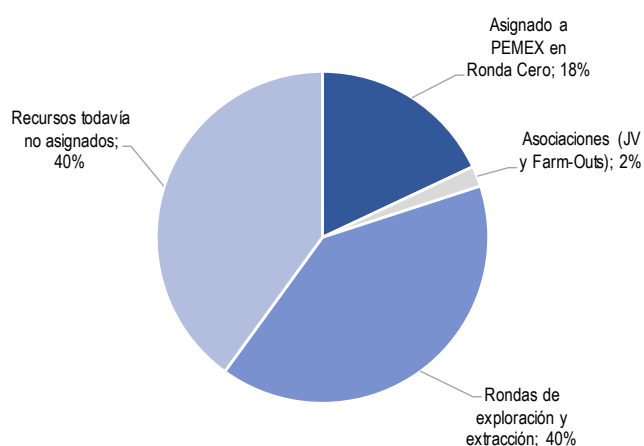
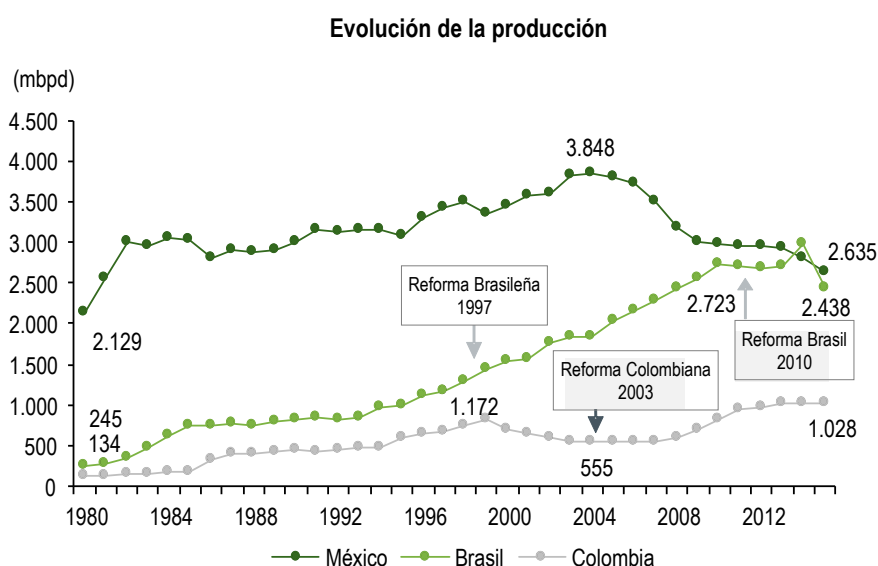


Figura 3.9

La Reforma Energética pretende atraer la inversión y conocimiento de inversores privados con el fin de aumentar los niveles de producción y recaudación, así mismo tiene como objetivo la creación de un mercado abierto con el fin de atraer la inversión, preservando a su vez la propiedad por parte del gobierno mexicano de los recursos naturales encontrados en el subsuelo.

Las reformas de Colombia y Brasil dan muestra clara de lo que se puede lograr adecuando las reglas del sector de petróleo y gas. Gracias a sus respectivas reformas, la producción de petróleo en estos países ha aumentado significativamente, lo que contrasta con la caída en la producción de México. En Brasil, se producían 841 mil barriles diarios antes de la reforma de 1997. Quince años después de la reforma energética, Brasil produce 21 millones de barriles diarios, casi triplicando su producción. Por otro lado, la reforma energética de Colombia ha provocado que el país ahora produzca casi el doble con respecto a la producción original anterior a la reforma.



3.4 DESCRIPCIÓN DE PEMEX

3.4.1 Datos organizativos

Petróleos Mexicanos (PEMEX) es una NOC, o empresa paraestatal integrada, que fue creada por Decreto Ley el 7 de junio de 1938. Actualmente es el octavo productor de crudo a nivel mundial.

PEMEX realiza actividades de exploración, producción de hidrocarburos y refinación, comercializando en los mercados interno y externo, petróleo crudo y gas natural; así como productos refinados, gas licuado del petróleo y petroquímicos. PEMEX produce actualmente 2,4 Mbd y 5,8 MMpcd

La dirección de Petróleos Mexicanos está encabezado por el Director General, el cual es designado por el Poder Ejecutivo. PEMEX tiene actualmente 4 subsidiarias, entre las que divide su operación:

Petróleos Mexicanos (PEMEX)	PEMEX Exploración y Producción (PEP)	Es la responsable de la exploración y explotación del petróleo y el gas natural. Tiene a su cargo el transporte, almacenamiento en terminales y comercialización de primera mano de dichos hidrocarburos.
	PEMEX Gas y Petroquímica Básica	Procesa el gas natural y los líquidos del gas natural; distribuye y comercializa gas natural y gas LP; y produce y comercializa productos petroquímicos básicos.
	PEMEX Refinación	Responsable de la producción de productos petrolíferos y derivados del petróleo. Se encarga del almacenamiento, distribución y venta de primera mano de los productos que elabora.
	PEMEX Petroquímica	Se encarga de la elaboración, almacenamiento, distribución y comercialización de materias para las industrias químicas y petroquímicas de todo el país.

PEMEX es una empresa líder internacional, cuya filial de exploración y producción es PEP (Pemex Exploración y Producción). PEP se divide funcionalmente en cuatro divisiones productivas correspondientes a cuatro regiones geográficas, realizando actividades tanto en la costa del golfo de México como en las aguas adyacentes.

A su vez, las regiones se organizan en activos, siendo los activos la unidad de negocio objeto de maximización mediante una explotación racional de los yacimientos y la optimización de costes e inversiones, cumpliendo con los programas de producción y distribución de aceite, gas y condensado.



3.4.2 Datos financieros

Consideraciones generales

Indicadores	
Moneda	U.S. Dollar
Ingresos (<i>million</i>)	73.646
Nº de empleados	131.822

Ratios crediticios			
S&P	A	Outlook	Negative
Moody's	-	Outlook	Negative
Fitch	-	Outlook	Stable

Balance (Millones de USD)	
Caja y equivalentes	6.348,2
Deuda total	86.681,4
Intereses minoritarios	14,7

Ratios

Ratios de rentabilidad %	Dec-12	Dec-13	Dec-14	Dec-15
Margen bruto	49,5	47,8	46,9	23,3
Margen EBITDA	63,5	54,5	49,2	42,1
Margen operativo	55,0	45,2	40,2	27,7
Margen neto	0,2	(10,6)	(16,7)	(61,1)
Retorno de los activos	0,1	(8,3)	(12,7)	(36,5)

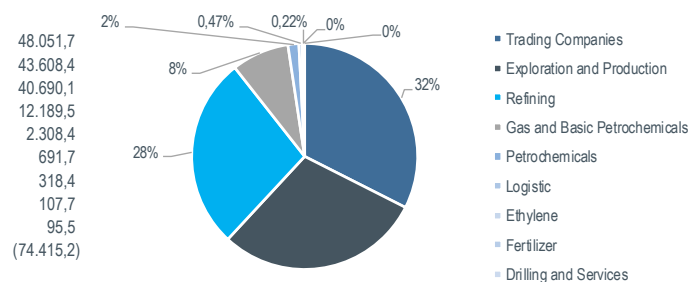
Apalancamiento	Dec-12	Dec-13	Dec-14	Dec-15
Ratio de circulante	1,3x	1,0x	0,9x	0,6x
Quick Ratio	1,1x	0,6x	0,7x	0,4x
EBIT/Intereses	18,2x	18,4x	12,4x	4,8x
Deuda total / Capital	1,5x	1,3x	3,0x	9,2x
Impuesto efectivo	99,7x	124,5x	155,3x	-

Otros	Dec-12	Dec-13	Dec-14	Dec-15
Rotación de activos	0,8x	0,8x	0,8x	0,6x
Rotación de cuentas a cobrar	11,4x	14,8x	15,9x	12,0x
Rotación de cuentas a pagar	14,7x	10,0x	7,5x	6,3x
Rotación de inventarios	16,3x	14,8x	15,8x	19,1x

Distribución del negocio

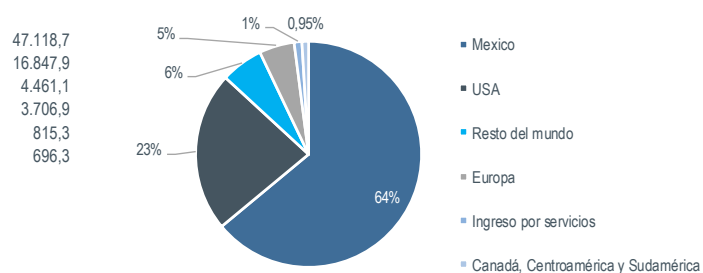
Negocio (2015) (Millones de USD)

Compañías de trading	48.051,7
Exploración y producción	43.608,4
Refino	40.690,1
Gas y petroquímica básica	12.189,5
Petroquímicas	2.308,4
Logística	691,7
Etileno	318,4
Fertilizantes	107,7
Perforación y servicios	95,5
Departamentos corporativos y filiales	(74.415,2)



Segmentación geográfica (2015)

Mexico	47.118,7
USA	16.847,9
Resto del mundo	4.461,1
Europa	3.706,9
Ingreso por servicios	815,3
Canadá, Centroamérica y Sudamérica	696,3



3.5 EL CASO PRÁCTICO. DATOS DEL YACIMIENTO

La presente Tesis se basa en un caso práctico real, correspondiente a un yacimiento en el Golfo de México operado por PEMEX. Obviamente y por razones de la confidencialidad los nombres de los campos y sus datos geológicos han sido modificados, aunque manteniendo la coherencia con el desarrollo del estudio.

Trataremos un grupo de yacimientos productores con unas reservas de aproximadamente sesenta millones de barriles, principalmente de crudos semi-pesados con densidades que oscilan entre 13 y 22 °API. Se han reconocido 27 bloques en el complejo, de los cuales diez son los principales productores. Sus características geológicas son:

- Brechas calcáreas dolomitizadas del Kimeridgiano Superior.
- Tipo de aceite: negro de 13-22 °API.
- Presión actual: 299 kg/cm².
- Configuración estructural: con pliegue de forma anticlinal con rumbo norestesureste.
- Posición estructural: más allá en el extremo sureste, se encuentra limitada por una falla normal al oeste y una falla inversa al este.

Actualmente la producción se realiza a través de dos estaciones de recolección de aceite, cuya producción es operada por medio de autotanques, para descargarlos en Tamaulipas, donde se bombea hacia la central de almacenamiento para su deshidratación y, posteriormente, hacia los tanques de almacenamiento en la refinería Madero, para comercializarlo a través de buque-tanque para su exportación. La capacidad de infraestructura para el almacenamiento de hidrocarburos es de 15.000 bpd.

Cuando un yacimiento es descubierto en la fase de exploración, geólogos, ingenieros y petrofísicos aportarán una estimación del volumen de OIIP²¹. Si el yacimiento contiene principalmente crudo, el factor de recuperación estará normalmente en un rango del 10-40%. Si es gas, este factor oscilará entre un 75-85%. Estas cifras explican que la diferencia entre la competitividad de las compañías de Petróleo y Gas radica en su eficiencia en la asignación de costes durante el proceso de extracción.

Después de la certificación del descubrimiento de reservas de hidrocarburos, el objetivo de las compañías consistirá en la determinación óptima de los recursos de producción y las infraestructuras adecuada, decisión que dependerá en gran medida de la calidad de la información sobre las características del yacimiento y la certeza sobre el volumen de reservas y su tipología.

²¹ Oil Initiali In Place. Veremos más adelante que es equivalente a OIP

4 EL CONCEPTO DE INCERTIDUMBRE

La incertidumbre en la vida diaria, como componente inevitable del futuro, es quizás el factor de mayor preocupación del ser humano desde el comienzo de los tiempos. La bonanza de las cosechas, el resultado de una batalla, la salud de un recién nacido, han sido incertidumbres que han condicionado la forma de vida de nuestros antepasados, incertidumbres cuya solución dejaban a la providencia de un ser superior, intentando minimizar o por lo menos aliviar el miedo a una decisión con resultados no deseados.

Vivimos en un mundo incapaz de predecir el futuro con total certidumbre, y nuestra necesidad de encarar a la incertidumbre nos lleva a estudiar y utilizar la *Teoría de la Probabilidad*. Al organizar la información disponible en cada momento y considerarla de manera sistemática, seremos capaces de reconocer nuestras suposiciones, comunicar nuestros razonamientos, y tomar una decisión más sólida que la que tomaríamos si sólo improvisáramos.

La incertidumbre, es un concepto que también condicionará la evaluación de cualquier proyecto empresarial desde dos puntos de vista opuestos y a la vez complementarios. Por un lado, como factor de riesgo en cuanto a la probabilidad de desviarnos de unos resultados esperados, y por otro lado, como la flexibilidad presente en el abanico de decisiones alternativas ante cada evento, que elegidas correctamente, pueden mejorar el resultado de un proyecto.

Muchas personas consideran que “riesgo” e incertidumbre” son prácticamente sinónimos, y de hecho es un pensamiento aceptable si realizamos algunas precisiones:

- **Riesgo:** Es la posibilidad de que los resultados obtenidos sean muy diferentes a los esperados.

Normalmente este concepto es aplicable a eventos discretos, tales como el resultado de un test de perforación: productivo o seco. Por lo tanto, el riesgo se concentra en un resultado que puede ser positivo o negativo, una contingencia que puede ser una amenaza o una oportunidad.

- **Incertidumbre:** Es la posibilidad de que el resultado se comporte de forma variable. Normalmente este concepto se refiere a eventos continuos, que explican la variabilidad de un suceso, por ejemplo el precio del petróleo.

Las variables que representan al riesgo y la incertidumbre son llamadas *variables aleatorias o estocásticas*. En contraste con las variables deterministas, que representan un parámetro que conocemos con la suficiente certeza como para tener un valor único en el modelo.

4.1 LA TEORÍA DE LA PROBABILIDAD

La teoría de la probabilidad ha sido históricamente aplicada con éxito a la resolución de problemas sociales y económicos. En el siglo XIX, la industria de los seguros requería un conocimiento exhaustivo de las probabilidades para el cálculo de las primas. Posteriormente el sector financiero estudiaba en detalle la probabilidad de la repetición de ciclos económicos como información relevante en las decisiones de inversión. Medio siglo después, el entendimiento de los fenómenos sociales dependía del estudio de las probabilidades con el objetivo de inferir tendencias a eventos y cambios políticos.

En la actualidad, el concepto de la probabilidad toma un protagonismo determinante en la teoría de la toma de decisiones en cualquier ámbito empresarial, manejando la incertidumbre mediante el entendimiento y asignación de probabilidades de ocurrencia a los eventos futuros.

La estadística, es la rama de las matemáticas que se ocupa de recoger datos, analizarlos, organizarlos, y realizar las predicciones que sobre esos datos puedan deducirse. Tiene dos vertientes básicas:

- a) Estadística descriptiva: que básicamente se ocupa de la primera parte, es decir, a partir de ciertos datos, los analiza y organiza. Para ello utilizará medias como la media, mediana, moda, desviación estándar, etc.
- b) Estadística inferencial: que se ocupa de predecir y sacar conclusiones para una población, tomando como base una muestra de dicha población. Como todas las predicciones, siempre han de hacerse bajo un cierto grado de fiabilidad o confianza. Como podremos comprobar a partir de ahora, y durante el desarrollo de nuestros estudios, nos centraremos fundamentalmente en esta vertiente.

La estadística inferencial comprende aspectos importantes para nuestro trabajo, como:

- La toma de muestras o muestreo, que se refiere a la forma adecuada de considerar un conjunto de datos que permita obtener conclusiones estadísticamente válidas y significativas.
- La estimación de parámetros o variables estadísticas, que permite estimar valores poblacionales a partir de muestras de mucho menor tamaño.
- El contraste de hipótesis, que permite decidir si dos muestras son estadísticamente diferentes, si un determinado procedimiento tiene un efecto estadístico significativo, etc.
- La inferencia bayesiana.

Cada uno de estos puntos los desarrollaremos en la presente Tesis a través del caso práctico fundamental.

Si nos circunscribimos al sector del petróleo, en el cual la incertidumbre forma parte fundamental de un proyecto desde antes de su inicio efectivo (decisiones de compra de terrenos, permisos, evolución de

precios, dimensión de la inversión, etc...), se requiere un conocimiento ágil y exhaustivo de la teoría de las probabilidades, para estar en disposición de convertirla en herramienta de información y decisión en cada una de las decisiones necesarias en las diferentes fases del proyecto.

Tanto geólogos como economistas, se apoyarán en probabilidades para tomar decisiones o efectuar recomendaciones, los geólogos desde un punto de vista subjetivo basado en la experiencia, y los economistas desde la combinación subjetiva y objetiva.

En el planteamiento probabilístico de nuestro proceso decisorio, seguiremos un orden de reflexión que nos permitirá, yendo de lo general a lo particular, de lo conceptual a lo real, alcanzar un grado de análisis suficiente en cada una de las decisiones a tomar:

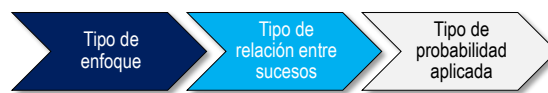


Figura 4.1

4.1.1 Tipos de enfoque

Continuando el párrafo anterior, existen dos enfoques fundamentales en el entendimiento del concepto probabilidad: El enfoque **objetivo** y el **subjetivo**:

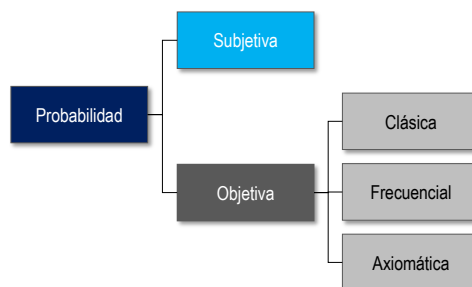


Figura 4.2

4.1.1.1 Enfoque objetivo

- Enfoque clásico: Basado en la Regla de Laplace, la cual defiende que todos los eventos posibles de un experimento aleatorio tienen la misma probabilidad de ocurrir.
- Enfoque frecuencial: Desarrollado por Richard Von Mises. Se apoya en la determinación de la frecuencia con que ha sucedido algo en el pasado y usando esa cifra para predecir la probabilidad de que suceda de nuevo en el futuro.

Este enfoque de la probabilidad se relaciona con la Ley de los grandes números de J. Bernoulli, que afirma que al repetir un gran número de veces un experimento aleatorio, la frecuencia relativa de cada suceso elemental, tiende a aproximarse a un número fijo, llamado probabilidad de un suceso.

- Enfoque axiomático: Los axiomas de probabilidad son las **condiciones mínimas** que deben verificarse para determinar consistentemente probabilidades. Fueron formulados por Andrei Kolmogórov en 1933:
 - Axioma 1: La probabilidad de cualquier evento es un número real no negativo. $P(E) \geq 0$
 - Axioma 2: La probabilidad del evento seguro es igual a uno. $P(S) = 1$
 - Axioma 3: Si $E_1, E_2 \dots E_n$, son eventos mutuamente excluyentes, entonces: $P(E_1 \cup E_2 \cup \dots \cup E_n) = \sum P(E_i)$

De los axiomas anteriores se infieren las siguientes **propiedades**:

1. La probabilidad del conjunto de eventos asociados a un espacio muestral “E” es la unidad.

$$x \rightarrow P(x_i) = P_i; \quad \sum_{i=1}^n P_i = 1$$

2. Donde el conjunto vacío (\emptyset) representa en probabilidad el suceso imposible.

$$P(\emptyset) = 0$$

3. Para cualquier evento.

$$0 \leq P(E) \leq 1$$

4. Regla del complemento: La probabilidad de que un evento ocurra es uno menos la probabilidad de que el evento no ocurra.

$$P(E^c) = 1 - P(E)$$

5. Regla de la suma: La probabilidad de que el evento E o el evento F, ocurran es la suma de sus probabilidades individuales menos la probabilidad de su intersección.

$$P(E \cup F) = P(E) + P(F) - P(E \cap F)$$

Estas propiedades deberán estar presentes, y serán aplicadas en la matemática subyacente en el tratamiento de las diferentes relaciones entre sucesos, y los tipos de probabilidades aplicadas.

Una de las cuestiones que llamarán la atención en el desarrollo de nuestro estudio, es el alejamiento de los dogmas matemáticos en el proceso de toma de decisiones. Observaremos como las probabilidades subjetivas cobran una gran importancia, debido a la dificultad de procesar información pasada, teniendo en

cuenta la extraordinaria individualidad de los proyectos de exploración y su baja replicabilidad, lo cual requiere la participación, en prácticamente todas las fases del proyecto, de expertos experimentados.

4.1.1.2 Enfoque subjetivo

El enfoque subjetivo para asignar probabilidades fue introducido en 1926 por Frank Ramsey en su libro *The Foundation of Mathematics and Other Logical Essays*. El concepto fue desarrollado en más detalle por Bernard Koopman, Richard Good y Leonard Savage. El profesor Savage señaló que dos personas razonables, enfrentadas a la misma evidencia, pueden asignar probabilidades subjetivas por completo distintas al mismo evento.

4.1.2 Relaciones entre sucesos

Será fundamental conocer a priori sobre qué tipo de sucesos debemos decidir, ya que el cálculo de sus probabilidades asociadas variará matemáticamente según sus características, y la posible relación que mantenga con otros sucesos.

- Relación de exclusión: Son sucesos o eventos que no pueden ocurrir simultáneamente, siendo la probabilidad de que ocurran conjuntamente sería:

$$P(A \cup B) \text{ o expresado de otra forma } P(A \text{ ó } B) = P(A) + P(B) \quad (4.1)$$

Mientras que si los eventos A y B **no** fueran **mutuamente excluyentes**, es decir, pudieran producirse al mismo tiempo, la probabilidad conjunta debería tener en cuenta, y no duplicar, el espacio que ocupan ambos sucesos:

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(AB) \quad (4.2)$$

- Relación dependencia: Cuando se presentan dos eventos, el resultado del primero puede, o no, tener un efecto en el resultado del segundo. Cuando el resultado de un evento no afecta a la probabilidad de ocurrencia de otro evento, se dice que son estadísticamente independientes.

4.1.3 Tipos de probabilidad aplicada

Estudiaremos tres tipos fundamentales de probabilidad: Marginal, Conjunta y Condicional.

- Probabilidad marginal: es aquella que hace referencia a la ocurrencia de un evento de forma individual e independiente del resto de eventos. Se denota con $P(A)$, siendo “A” un evento simple.

- Probabilidad conjunta: es aquella que hace referencia a la ocurrencia de dos o más eventos, y se escribe como $P(A \cap B)$. A su vez su cálculo dependerá de la relación mantenida entre los eventos, ya sean estos dependientes o independientes.
- Probabilidad condicional: es la probabilidad de que un evento “A” ocurra, sabiendo que otro evento “B” ocurrió anteriormente. La probabilidad condicional se escribe $P(A|B)$, y se lee «la probabilidad de A dado B»:

$$P(A | B) = P(A \cap B) / P(B), \text{ donde } P(B) > 0 \quad (4.3)$$

No tiene por qué haber una relación causal o temporal entre “A” y “B”. “A” puede preceder en el tiempo a “B”, sucederlo o pueden ocurrir simultáneamente. “A” puede causar “B”, viceversa o pueden no tener relación causal. Las relaciones causales o temporales son nociones que no pertenecen al ámbito de la probabilidad. Pueden desempeñar un papel o no dependiendo de la interpretación que se le dé a los eventos.

De esta relación, se obtienen y explican otras reglas y teoremas, que serán parte fundamental de nuestros cálculos, análisis y teorías futuras. En este sentido:

- Regla de la multiplicación:

$$P(A \cap B) = P(A) * P(B | A) = P(B) * P(A | B) \quad (4.4)$$

Teniendo en cuenta que si los eventos son independientes:

- $P(A | B) = P(A)$
- $P(A \cap B) = P(A) * P(B)$

En los procesos de decisión referentes a un proyecto exploratorio, en la mayoría de las ocasiones los eventos futuros dependerán del resultado de eventos precedentes (por ejemplo la fase de exploración, “dependerá” del resultado de los *appraisal* o test exploratorios que el inversor realiza para alcanzar un mayor grado de certidumbre en el descubrimiento antes de la fase de exploración).

Conceptos de Probabilidad	Símbolo	Excluyentes	No Excluyentes	Independientes	Dependientes
Marginal	$P(A \text{ ó } B) P(A \cup B)$	$P(A) + P(B)$	$P(A) + P(B) - P(A \cap B)$		
Conjunta	$P(A \text{ y } B) P(A \cap B)$			$P(A) * P(B)$	$P(A B) * P(B)$
Condicional	$P(A B)$			$P(A)$	$P(AB) / P(B)$

Figura 4.3

4.1.4 Teorema de Bayes

Enunciado por Thomas Bayes en 1763, y definido, como hemos dicho, a través del concepto de probabilidad condicional. La probabilidad condicional toma en cuenta información acerca de la ocurrencia de un suceso para encontrar la probabilidad de otro. Este concepto puede extenderse para revisar probabilidades basadas en nueva información y para determinar la probabilidad de que un efecto en particular se deba a una causa específica. El procedimiento para revisar estas probabilidades se conoce como Teorema de Bayes.

Respecto a la formulación del Teorema, que posteriormente usaremos en un ejemplo práctico, empezaremos por la definición de la regla de la multiplicación:

1. $P(A \cap B) = P(A | B) * P(B)$
2. $P(A \cap B) = P(B | A) * P(A)$
3. $P(A | B) = P(A \cap B) \div P(B)$
4. $P(B | A) = P(A \cap B) \div P(A)$
5. $P(B | A) = [P(A | B) * P(B)] \div P(A)$
6. Sabemos que $P(A) = \sum_{j=1}^n P(A | B_j) * P(B_j)$ (4.5)
7. Por lo tanto, y para concluir con la formulación del Teorema de Bayes:

Teorema de Bayes:

$$P(B_i | A) = \frac{P(A | B_i) * P(B_i)}{\sum_{j=1}^n P(A | B_j) * P(B_j)}$$

(4.6)

4.1.4.1 Valor de la información. Revisión de las probabilidades²²

En los procesos de toma de decisiones, la consideración de información nueva en cada momento, es un aspecto de vital importancia, que exige a los modelos contar con la flexibilidad necesaria para la optimización de conclusiones en tiempo real.

²² NEWENDORP, P. and SCHUYLER, J. (2014): "Decision Analysis for Petroleum Exploration"

En el sector del Petróleo y Gas, la redefinición del proyecto de acuerdo a la adquisición de nueva información, o a la mejora de la existente, es un hecho consustancial al sector. La consideración de nuevos datos puede provenir, tanto de la parte geológica como de la parte financiera. En el primer caso, la realización de nuevas pruebas, es en la mayoría de los casos, una obligación, si se quiere contar con una mínima certeza sobre los datos del yacimiento mientras que, desde el punto de vista financiero, la fluctuación de los precios, de los tipos de cambio y los tipos de interés será un aspecto que deberá irse incorporando a los modelos en cada punto de decisión.

La probabilidad y estadística, no solamente favorecen una mejor toma de decisiones en el sentido de la pertinencia de una perforación en busca de un yacimiento, sino que, al mismo tiempo, permite actualizar y afinar las estimaciones de la probabilidad de ocurrencia de cada una de las características que definen a un play²³, mediante la incorporación de la nueva información obtenida de las muestras de cada nuevo play evaluado, independientemente de la decisión tomada en cada caso.

Esta actualización se realiza mediante el Teorema de Bayes, que permite la incorporación continua de información nueva. Este tipo de análisis, ha dado lugar a metodologías novedosas como el “Análisis Bayesiano del éxito geológico”.

Ejemplo:

Imaginemos que estamos planteando la inversión en uno de los bloques dentro de un play, y los geólogos nos han proporcionado una probabilidad marginal a priori de éxito de un 20%.

Debido a la incertidumbre que supone el no contar con información de perforaciones adyacentes, decidimos encargar un *appraisal* que nos aporte indicadores directos de presencia de hidrocarburos (DHI)²⁴, y de acuerdo con esta nueva información modificar a posteriori la probabilidad inicial.

En este sentido, tendremos dos sucesos a considerar: **un suceso de interés**, que será aquel, del cual deseamos conocer su probabilidad de éxito, en este caso la existencia o no de hidrocarburos. Y un **suceso informativo**, el cual nos aportará los datos necesarios para poder modificar la probabilidad a priori del suceso de interés, en este caso la información accesoria será la obtención de un Indicador Directo de Hidrocarburos.

Previamente a la realización del *appraisal*, los geólogos nos trasladan sus estimaciones respecto a cómo suelen correlacionar los resultados en función de su experiencia:

- Las probabilidades de tener un DHI positivo, sabiendo que hay hidrocarburos serían normalmente de un 50%;

²³ Play: Conjunto de campos o prospectos en la misma región y bajo las mismas circunstancias geológicas

²⁴ Direct Hydrocarbon Indicator

- Las probabilidades de tener no tener un DHI claro en ningún sentido, sabiendo que hay hidrocarburos serían normalmente de un 30%;
- Las probabilidades de tener un DHI negativo, sabiendo que hay hidrocarburos serían normalmente de un 20%
- Las probabilidades de tener un DHI positivo, sabiendo que no hay hidrocarburos serían normalmente de un 10%
- Las probabilidades de tener no tener un DHI claro en ningún sentido, sabiendo que no hay hidrocarburos serían normalmente de un 30%;
- Las probabilidades de tener un DHI negativo, sabiendo que no hay hidrocarburos serían normalmente de un 60%

Esta información trasladada a un árbol de decisión, tendría la siguiente estructura:

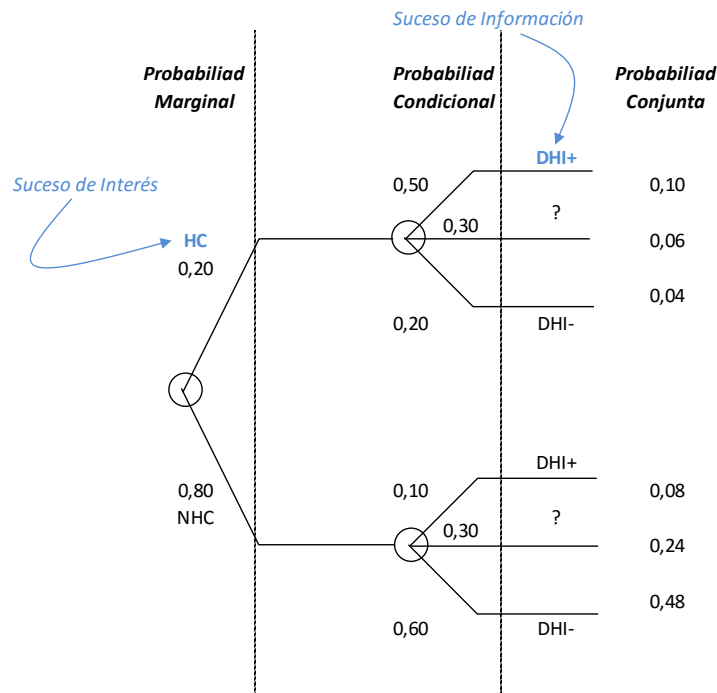


Figura 4.4

Siendo el cuadro de probabilidades conjuntas como sigue:

DHI+	0,10	0,08	0,18
?	0,06	0,24	0,30
DHI-	0,04	0,48	0,52
	0,20	0,80	

Una vez plasmada gráficamente la estructura de probabilidades, entenderemos el objetivo de la aplicación del Teorema de Bayes, el cual nos permitirá como veremos a continuación, a través del desarrollo de su

formulación, la modificación de las probabilidades a priori del suceso de interés, es decir, la obtención de hidrocarburos.

▪ Consideremos la siguiente notación:

- A = “DHI”
- E1 = HC
- E2 = NHC

▪ Siendo la fórmula de Bayes:

$$P(E_i | A) = \frac{P(A | E_i) * P(E_i)}{\sum_{j=1}^n P(A | E_j) * P(E_j)} \quad (4.7)$$

Expandimos el denominador a la casuística de nuestro ejemplo:

$$P(E_i | A) = \frac{P(A | E_1) * P(E_1)}{P(A | E_1) * P(E_1) + P(A | E_2) * P(E_2)} \quad (4.8)$$

Cambiando la notación:

$$P(HC | DHI) = \frac{P(DHI | HC) * P(HC)}{P(DHI | HC) * P(HC) + P(DHI | NHC) * P(NHC)} \quad (4.9)$$

- $P(HC | DHI +) = (0,5 * 0,2) / (0,5 * 0,2 + 0,1 * 0,8) = \mathbf{0,56}$
- $P(HC | ?) = \mathbf{0,20}$
- $P(HC | DHI -) = \mathbf{0,08}$

De la misma forma resolveríamos para el resto de los casos.

Por lo tanto, la secuencia buscada con la aplicación del Teorema de Bayes, es la siguiente (Figura 4.5):

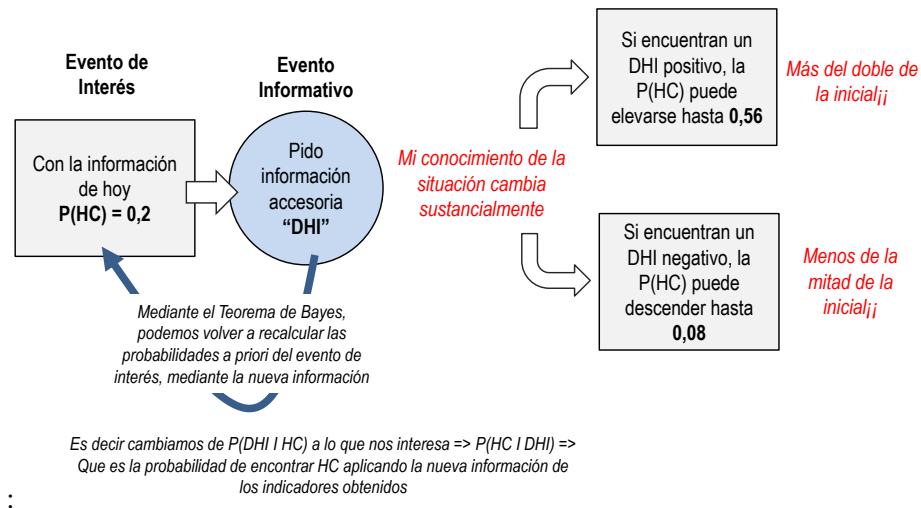
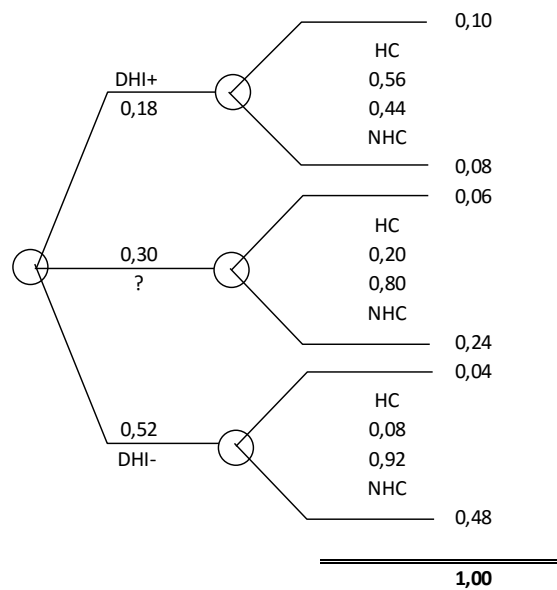


Figura 4.6

El resultado, del “cambio de sentido” del árbol de decisión en la búsqueda de una probabilidad modificada del suceso de interés, mediante datos nuevo del suceso informativo, sería el siguiente:



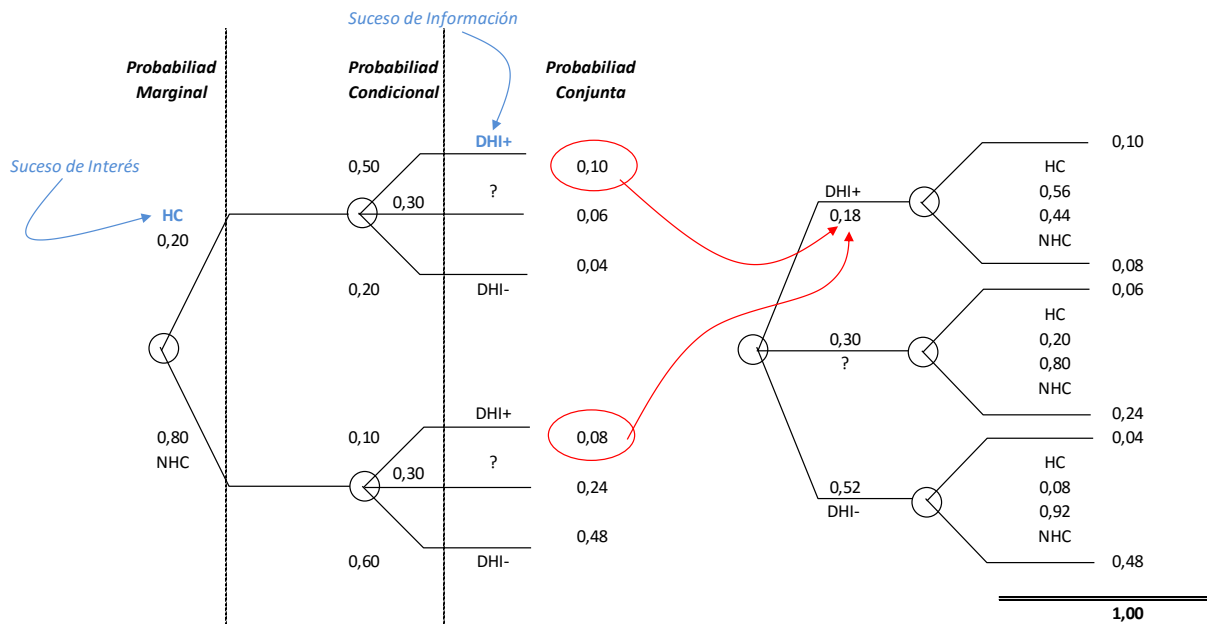


Figura 4.6

Como podemos observar, la lectura es muy diferente, y cumple con nuestras expectativas de reducción de la incertidumbre sobre el suceso de interés. Ahora podemos interpretar: “si obtengo del test un indicador positivo, que probabilidad tengo de encontrar hidrocarburos”, reflexión que hace útil y valiosa la búsqueda de información.

Tengamos en cuenta en este sentido, que al inicio de la exploración, nuestra mejor información, era que estimábamos un 20% de encontrar hidrocarburos. Actualmente, si obtenemos un indicador positivo en el *appraisal*, sabemos que doblamos esta probabilidad, hasta un 56%, y que si el indicador fuera negativo, estas probabilidades bajarían a más de la mitad (8%). Por lo tanto, nuestro mapa de decisión es mucho más acotado, y nuestro grado de incertidumbre menor.

4.2 LA TEORÍA ESTADÍSTICA

Los métodos estadístico-matemáticos emergieron desde la teoría de probabilidad, la cual data desde la correspondencia entre Pascal y Pierre de Fermat (1654). Christian Huygens (1657) da el primer tratamiento científico que se conoce a la materia. El “Ars coniectandi” de Jakob Bernoulli y la “Doctrina de posibilidades” (1718) de Abraham de Moivre, estudiaron la estadística como una rama de las matemáticas.

En la era moderna, el trabajo de Kolmogórov ha sido un pilar básico en la formulación del modelo fundamental de la Teoría de Probabilidades, el cual es usado a través de la estadística.

La estadística se define como *“la ciencia que tiene por objeto el estudio cuantitativo de los colectivos, basándose en el cálculo de probabilidades y el análisis matemático, para obtener, a través de la inferencia, conclusiones”*²⁵.

El término alemán *Statistik*, introducido originalmente por Gottfried Achenwall en 1749, se refería al análisis de datos del Estado, es decir, la “ciencia del Estado”. También se llamó aritmética política de acuerdo con la traducción literal del inglés.

No fue hasta el siglo XIX cuando el término estadística adquirió el significado de recolectar y clasificar datos. Este concepto fue introducido por el militar británico sir John Sinclair (1754-1835).

A principios del siglo XX, Francis Galton y Karl Pearson, transformaron la estadística en una disciplina matemática rigurosa usada para el análisis de datos.

La estadística tiene dos ramas de estudio, dependiente del objetivo buscado:

- Estadística Descriptiva o Deductiva: Parte de la estadística que trata solamente de describir y analizar un grupo dado sin sacar conclusiones o inferencias de un grupo mayor.
- Estadística Inferencial o Inductiva: Consiste en obtener información y conclusiones válidas sobre la población basándose en el estudio de los datos de una muestra tomada a partir de ella.

Ambos campos de la estadística tendrán su papel en nuestro trabajo, dependiente del fin de cada fase de análisis y estudio.

4.2.1 Fase Descriptiva

Como hemos apuntado en su definición, la estadística descriptiva, nos aportará el marco general para el desarrollo de nuestros estudios y análisis, definiendo las herramientas sobre las que construiremos un modelo de análisis, a través del cual, y mediante las teorías de la estadística inductiva, podamos inferir las conclusiones necesarias para una ulterior toma de decisiones.

Por lo tanto y en esta primera fase, haremos un recorrido detallado por todos los conceptos, cuya comprensión es necesaria para el entendimiento y puesta en marcha de la fase dos.

4.2.1.1 Variable Aleatoria. Función de Probabilidad y Distribución

En la valoración de un proyecto de exploración petrolífera, trabajaremos sobre multitud de parámetros y estadísticas. Algunos que permanecerán constantes, o, mejor dicho, que nosotros mantendremos constantes, porque entendemos que su aportación a la incertidumbre global no es relevante, y otros cuya

²⁵ Definición de Félix Calvo. Universidad de Deusto.

variación o incertidumbre en su resultado, afectará de forma decisiva o significativa a las decisiones tomadas en cada una de las fases del proyecto.

Por lo tanto, la selección de estos últimos parámetros o *variables aleatorias*, su comportamiento, y posterior estudio de las consecuencias e implicaciones, será el punto inicial de todo nuestro estudio.

En primer lugar, recordemos que la probabilidad es una medida de la incertidumbre de la ocurrencia de un evento determinado. De esta forma, cuando hablamos del comportamiento de las variables aleatorias y su estudio, nos estamos refiriendo tanto a la función de probabilidad como a la función de distribución, sobre la que se mueven estas variables.

Obviamente la asignación de las diferentes funciones de distribución de probabilidades a cada una de las variables aleatorias que componen nuestro modelo financiero, dependerá en la mayoría de nuestro juicio y entendimiento, al carecer de información histórica adecuada que nos permita extrapolar una distribución de probabilidad ajustada a un comportamiento pasado. En este sentido, el conocimiento de las características de las principales distribuciones de probabilidad existentes, según entendamos que la variable se comporta de forma discreta o continua, será relevante cuando establezcamos los mapas de simulación para las variables elegidas, y su afección al proyecto en su conjunto.

4.2.1.1.1 Variable aleatoria

Una variable aleatoria puede concebirse como un valor numérico que está afectado por el azar. Dada una variable aleatoria, no es posible conocer con certeza el valor que tomará esta al ser medida o determinada, aunque sí se conoce que existe una distribución de probabilidad asociada al conjunto de valores posibles.

Dado un experimento aleatorio y asociado al mismo, un espacio probabilístico, una variable aleatoria es una aplicación $X : E \rightarrow R$, donde a cada valor de “X”, del espacio muestral, le corresponde un número real. Se dice que “X” es una variable aleatoria si para cualquier “x” perteneciente a R, se cumple que:

$$\forall X \in R; x \leq X.$$

El estudio que se hará en este tema será análogo al que se hace con las variables estadísticas en descriptiva. Así retomaremos el concepto de distribución y las características numéricas, como la media y varianza. El papel que allí jugaba la frecuencia relativa lo juega ahora la probabilidad. Esto va a proporcionar aspectos y propiedades referentes a fenómenos aleatorios que permitirán modelos muy estudiados en la actualidad.

4.2.1.1.1.1 Tipos de variables aleatorias

Las variables aleatorias se clasifican en:

- *Discreta:* La variable aleatoria X se dice que es discreta si los números asignados a los sucesos elementales de E son puntos aislados. Sus posibles valores constituyen un conjunto finito o infinito numerable.
- *Continua:* La variable aleatoria X será continua si los valores asignados pueden ser cualesquiera, dentro de ciertos intervalos, es decir, puede tomar cualquier valor de R .

4.2.1.1.1.2 Parámetros de una variable aleatoria

Estudiaremos algunos parámetros que van a resumir numéricamente las distribuciones de las variables aleatorias, distinguiendo como siempre, entre el caso discreto y continuo.

- Esperanza matemática:
 - Caso discreto: Dada una variable aleatoria “ X ” que toma valores $x_1, x_2, x_3 \dots x_n$, con distribución de probabilidad P_i , se define la esperanza matemática como:

$$E [x] = \sum_{i=1}^n x_i * P(X = x_i) = \sum_{i=1}^n x_i * P_i \quad (4.10)$$

- Caso continuo: Sea “ X ” una variable aleatoria continua con función de densidad $f(x)$, se define la esperanza matemática como:

$$E [x] = \int_{-\infty}^{+\infty} x f(x) dx = \mu \quad (4.11)$$

- Varianza:
 - Caso discreto: Dada una variable aleatoria “ X ” que toma valores $x_1, x_2, x_3 \dots x_n$ con distribución de probabilidad P_i , se define la varianza como:

$$V [x] = E [x] = (x - E[x])^2 = \sum_{i=1}^n (x - \mu)^2 = \sum_{i=1}^n x^2 P_i - \mu^2 = \sigma \quad (4.12)$$

- Caso continuo: Sea “ X ” una variable aleatoria continua con función de densidad $f(x)$, se define la varianza como:

$$V [x] = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \mu)^2 f(x) dx = \sigma \quad (4.13)$$

Tanto para el caso discreto como para el caso continuo, la esperanza matemática presenta las siguientes propiedades:

- a) Si C es una constante, $E(C) = C$
- b) $\forall a, b \in \mathbb{R}$, $E(aX + b) = a E(X) + b$
- c) Si $g(X)$ es una función de X , entonces:
- Si X es discreta: $E [x] = \sum_{i=1}^{\infty} g(x_i) * p_i$
 - Si X es continua: $E [x] = \int_{-\infty}^{+\infty} g(x) f(x) dx$

4.2.1.1.2 Función de probabilidad y función de distribución

- *Una función de probabilidad*, es la probabilidad de que la variable aleatoria tome un valor particular. Como toda función, es una relación entre dos conjuntos, por una parte el compuesto por los diferentes valores tomados por la variable aleatoria analizada ($x_1, x_2, x_3 \dots x_n$), y por otro lado el compuesto por las probabilidades asociadas a cada uno de los valores ($p_1, p_2, p_3 \dots p_n$), estableciendo una relación única entre cada valor y su probabilidad en su espacio muestral: $f(x_i) = p(X = x)$.

Si consideramos una de las propiedades fundamentales de las probabilidades:

$$X \rightarrow p(x_i) = P_i, \quad \sum P_i = 1. \quad (4.14)$$

Con la obtención, en un primer paso, de las frecuencias relativas de la variable aleatoria en cuestión, y sustituyendo posteriormente el concepto de frecuencia por el de probabilidad, obtendremos la distribución de probabilidad de una variable aleatoria, representada por el conjunto de valores de la variable acompañados de sus probabilidades

- *Una función de distribución*, es la representación de las probabilidades acumuladas de la función de probabilidad, podríamos decir que es la realización de un “barrido de probabilidades hasta el valor de “xi” seleccionado y describe el comportamiento probabilístico de una variable aleatoria “X” y se representa como: $F(x)$; $F(x) = p(X \leq x)$.

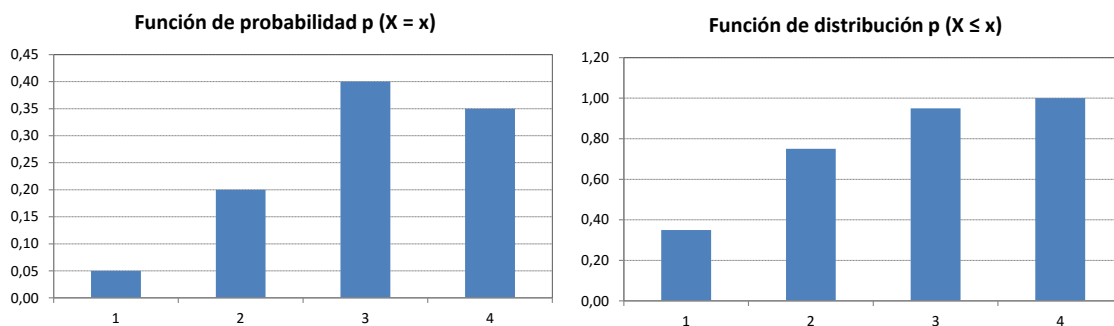


Figura 4.7

Las funciones de distribución se clasifican como discretas o continuas. En las distribuciones de probabilidad discreta está permitido tomar sólo un número limitado de valores. En la continua, llamada función de densidad, la variable que se está considerando puede tomar cualquier valor dentro de un intervalo dado.

- **Función de distribución discreta:** Sea un espacio probabilístico “E” y sea “X” una variable aleatoria discreta que toma como posibles valores $x_1, x_2 \dots x_n$, se define la distribución de probabilidad de “X” como el conjunto de pares (x_i, p_i) que a cada valor de la variable le asocia una probabilidad, donde $p_i = P(X = x_i)$, tal que la suma de todas las probabilidades es igual a la unidad: $F(x) : \mathbb{R} \rightarrow [0, 1]$, que verifica $F(x) = P[X \leq x] = \sum_{x_i \leq x} p_i$

La función de distribución para una variable discreta siempre cumple las siguientes propiedades:

- $F(-\infty) = 0; F(+\infty) = 1$
- $P[(a, b)] = F(b) - F(a)$
- Es una función no decreciente: $x_1, x_2; x_1 < x_2 \Rightarrow F(x_1) \leq F(x_2)$.

Por tanto, cuando la variable aleatoria sea discreta hablaremos de *función de probabilidad agrupada (pdf)*²⁶.

- **Distribución de probabilidad continua:** Si la variable aleatoria es continua, hay infinitos valores posibles de la variable y entre cada dos de ellos se podrían definir infinitos valores. En estas condiciones no es posible deducir la probabilidad de un valor puntual de la variable como se puede hacer en el caso de las variables discretas. Pero sí es posible calcular la probabilidad acumulada hasta un cierto valor (función de distribución) y cómo cambia esa probabilidad acumulada en cada punto (densidad de probabilidad). Por tanto, cuando la variable aleatoria sea continua hablaremos de *función de densidad (pmf)*⁶.

Sea “X” una variable aleatoria continua con función de densidad $f(x)$, se define la función de distribución como: $F(x) = P[x \leq X] = \int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx$

La función de distribución para una variable continua siempre verifica las siguientes propiedades:

- $F(x) \geq 0$;
- $\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1$
- $P[a \leq b] = \int_a^b f(x) dx = F(b) - F(a)$
- $f(x) = F'(x) \Rightarrow$ la función de densidad es la derivada de la función de distribución.

²⁶ Pmf y Pdf: Probability mass function and probability density function

4.2.1.1.2.1 Tipos de distribuciones de probabilidad

La distribución de probabilidad de un conjunto de valores de una variable aleatoria x , es una función la cual asigna a cada valor de la variable x la probabilidad de que dicho valor aparezca.

Cuando la variable aleatoria toma valores en el conjunto de los números reales, la distribución de probabilidad está completamente especificada por la función de distribución, cuyo valor en cada real y es la probabilidad de que la variable aleatoria sea menor o igual que “ y ”. Las distribuciones de probabilidad se clasifican en:

- Distribución normal

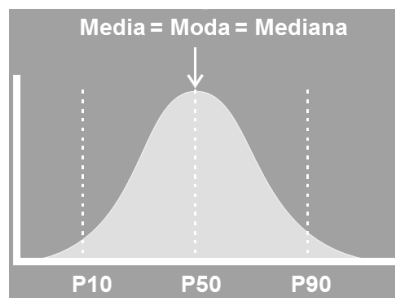
Conocida como distribución de Gauss, es una distribución de variable continua, de forma simétrica en la cual la moda, la media y la mediana coinciden en un mismo punto. Se le conoce también como “curva de campana” debido a su forma.

A continuación, se muestra su fórmula:

$$f(x) = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\delta^2}}, \text{ para } -\infty \leq x \leq \infty \quad (4.15)$$

Donde:

- δ : desviación estándar
- μ : media



- Distribución triangular

Una distribución triangular se define por tres parámetros: el mínimo, el máximo y el valor más probable. La distribución puede ser simétrica o no. Usualmente se utiliza como una aproximación de otras distribuciones.

Está definida por la siguiente función de probabilidad:

$$f(x) = \frac{2(x-a)}{[(b-a)(m-a)]}, \text{ cuando } a \leq x \leq m \text{ y } a \leq m \leq b \quad (4.16)$$

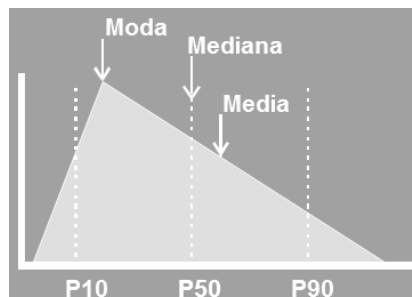
$$= \frac{2(b-x)}{[(b-a)(b-m)]}, \text{ cuando } m \leq x \leq b \text{ y } a \leq m \leq b \quad (4.17)$$

= 0 en todos los demás casos

Donde:

- a: valor mínimo
- b: valor máximo
- m: moda

La ubicación de la moda, media y mediana se muestra comúnmente en esta distribución de la siguiente manera:



▪ Distribución log-normal

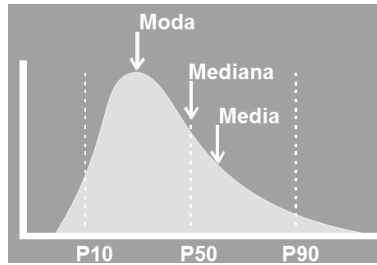
Es una distribución asimétrica, que comienza a partir de cero, aumenta hasta llegar a un máximo y luego va disminuyendo lentamente hacia infinito. Se relaciona a una distribución normal, ya que, X tiene una distribución log-normal cuando $\ln(X)$ tiene una distribución normal. Su función es la siguiente:

$$f(x) = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\delta^2}}, \text{ para } -\infty \leq x \leq \infty \quad (4.18)$$

Donde:

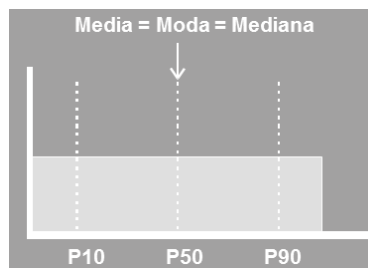
- δ : desviación estándar
- μ : media

En la distribución log-normal la Moda < Mediana < Media



▪ Distribución uniforme

Es una distribución donde en un rango de valores todos tienen la misma probabilidad de ocurrir. La moda es igual a la mediana e igual a la media en sus correspondientes percentiles.



▪ Distribución binomial

La distribución binomial es una distribución de probabilidad discreta que cuenta el número de éxitos en una secuencia de “n” ensayos de Bernoulli independientes entre sí, con una probabilidad fija “p” de ocurrencia del éxito entre los ensayos.

Un experimento de Bernoulli se caracteriza por ser dicotómico, esto es, sólo son posibles dos resultados. A uno de estos se le denomina éxito y tiene una probabilidad de ocurrencia “p” y al otro, fracaso, con una probabilidad “q” = 1- p. En la distribución binomial el anterior experimento se repite “n” veces, de forma independiente, y se trata de calcular la probabilidad de un determinado número de éxitos. Para n = 1, la binomial se convierte, de hecho, en una distribución de Bernoulli.

Para representar que una variable aleatoria X sigue una distribución binomial de parámetros n y p, se escribe:

$$X \sim B(n, p)$$

Su función de probabilidad es:

$$f(x) = \binom{n}{x} p (1 - p)^{n-x} \quad (4.19)$$

$$\text{Siendo } \binom{n}{x} = \frac{n!}{x!(n-x)!}$$

De forma muy genérica, identificaríamos las siguientes variables aleatorias en cada fase de un proyecto petrolífero, enumerando las posibles distribuciones aplicables en cada caso:

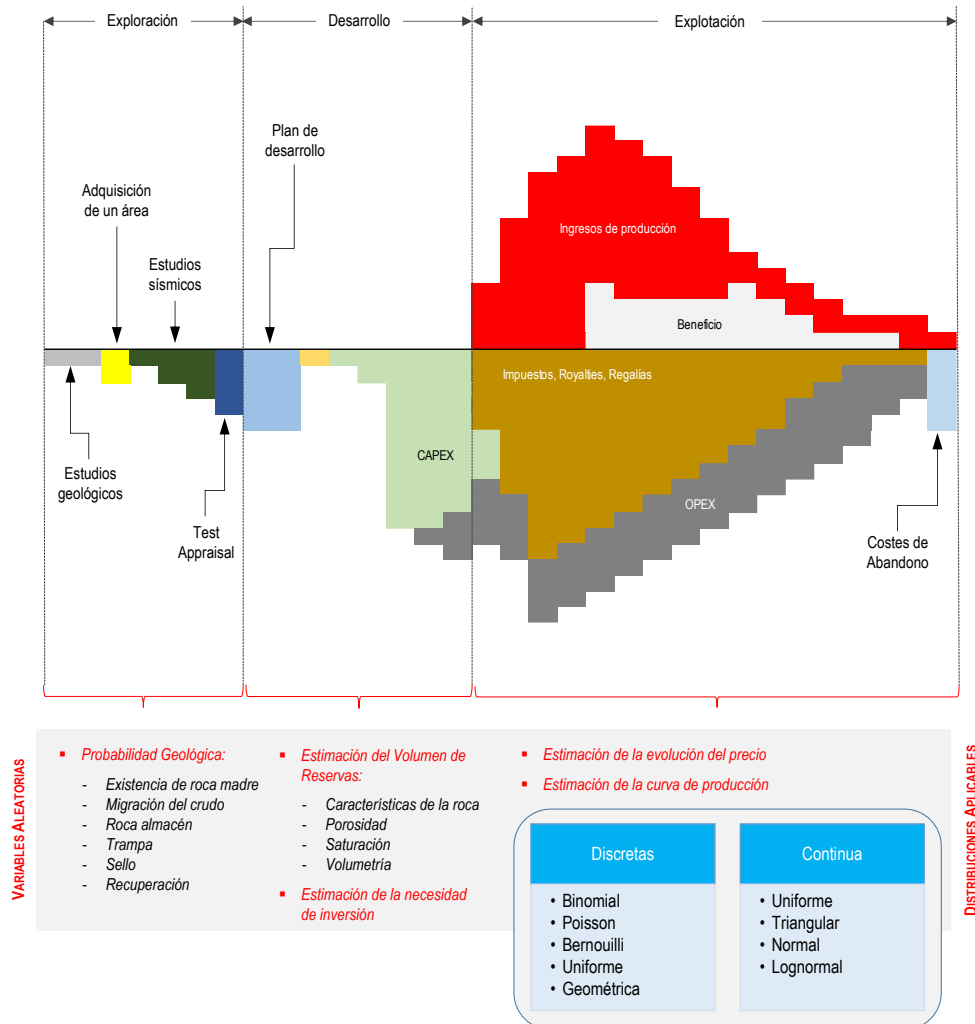


Figura 4.8

4.2.1.2 Herramientas de la estadística descriptiva

Después de haber realizado una introducción sobre la teoría de la probabilidad, que será de aplicación a nuestro trabajo, es necesario igualmente, esquematizar las herramientas estadísticas que serán utilizadas en nuestros cálculos y análisis.

Solamente nos referiremos a aquellas que se usarán de forma recurrente, y que en la práctica del sector son de común aplicación.

Cuando para el análisis de los posibles resultados de un evento utilizamos procesos de simulación, la fuente puede ser datos que se comportan de acuerdo a una distribución continua. Pero si la herramienta utilizada es un árbol de decisión (DT), necesitaremos convertir las distribuciones continuas en discretas, mediante un proceso llamado “discretización”.

Utilizaremos herramientas comprendidas en los dos tipos de medidas estadísticas:

4.2.1.2.1 Medidas de Posición

Nos informarán de la *situación* de la variable respecto al centro de la distribución. En nuestro estudio trabajaremos fundamentalmente con tres de ellas:

- **Media:** Podemos utilizar tres variantes: la media aritmética o “promedio”, la media ponderada y la media geométrica, dependiendo del tipo de variable a tratar y la calidad de la información que queramos obtener. En este sentido, si por ejemplo, la variable a tratar sigue una progresión geométrica o exponencial (tipos de interés, cotizaciones, inflación), el tipo de media que deberíamos utilizar en nuestros análisis sería la geométrica.
- **Mediana:** Mide la observación central del conjunto, dividiendo la muestra en dos partes equidistantes.
- **Moda:** La moda nos dirá que valor se repite con más frecuencia en el conjunto o muestra de datos.

En la elección o utilización de cada una de las medidas de tendencia central, deberemos conocer sus principales ventajas y desventajas:

	Ventajas	Desventajas
Media Aritmética	Un conjunto de datos solo tiene una media	Se ve afectada por los valores extremos
	Es muy intuitiva	
Mediana	El resultado no se ve afectado por los valores extremos	Exige ordenar los datos previamente
Moda	El resultado no se ve afectado por los valores extremos	A veces no existe, porque no hay valores que se presenten mas de una vez
	La dispersión de los datos no afecta al resultado	

Figura 4.9

En un proyecto de extracción de hidrocarburos, la interpretación de las tres medidas de tendencia o posición, es un aspecto importante: Observemos el siguiente gráfico, que presentaría la distribución lognormal de estimación de reservas mediante simulación de Montecarlo.

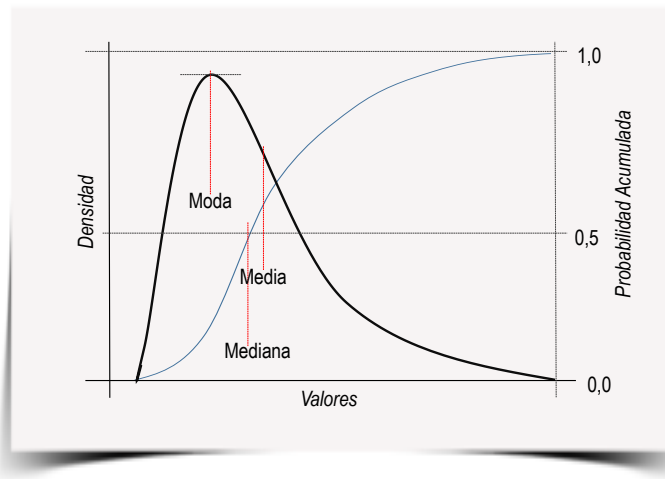


Figura 4.10

De este gráfico, podríamos extraer las siguientes consideraciones:

1. Siendo la distribución positivamente asimétrica, podríamos afirmar:

$$\text{Moda} < \text{Mediana} < \text{Media}$$

Si la distribución fuera totalmente simétrica, media, la mediana y la moda tendrían el mismo valor.

2. $\text{Moda} \sim \text{Media} - 3 (\text{Media} - \text{Mediana})$

4.2.1.2.2 Medidas de Dispersión

Sin duda las medidas de dispersión serán el fundamento de la mayoría de nuestras reflexiones y análisis por razones que comentaremos a continuación. Las medidas de posición solo nos aportan parte de la información sobre la variable estudiada, necesitamos conocer también su variabilidad, su *dispersión* frente a un valor medio o central, para de esta forma estimar su grado de incertidumbre.

Una alta dispersión de los datos respecto al centro de la distribución, significará que los resultados posibles de un evento se separarán mucho de lo esperado. Esta incertidumbre de lo posible frente a lo esperado, se denomina *riesgo*.

Dentro de las medidas de dispersión, las más útiles serán aquellas que manejan la desviación promedio respecto a alguna medida de posición. De éstas, la más interesante para nuestros propósitos es la Desviación Típica o Estándar, la cual nos informará de la distancia promedio de cualquier valor de la variable, frente a la media de la distribución.

- Desviación estandar o típica: El término desviación estándar fue incorporado a la estadística por Karl Pearson en 1894. La desviación estándar puede ser interpretada como una medida de incertidumbre. La

desviación estándar de un grupo repetido de medidas nos da la precisión de éstas. Cuando se va a determinar si un grupo de medidas está de acuerdo con el modelo teórico, la desviación estándar de esas medidas es de vital importancia: si la media de las medidas está demasiado alejada de la predicción (con la distancia medida en desviaciones estándar), entonces consideramos que las medidas contradicen la teoría. Esto es coherente, ya que las mediciones caen fuera del rango de valores en el cual sería razonable esperar que ocurrieran si el modelo teórico fuera correcto. La desviación estándar es uno de tres parámetros de ubicación central; muestra la agrupación de los datos alrededor de un valor central (la media o promedio).

La desviación estándar, también llamada desviación típica, el término equivalente en finanzas será el de “volatilidad”, es una medida de dispersión usada en estadística que nos dice cuánto tienden a alejarse los valores concretos del promedio en una distribución. De hecho, específicamente, la desviación estándar es “el promedio del cuadrado de la distancia de cada punto respecto del promedio”. Se suele representar por una “S” o con la letra sigma “ δ ”.

La formulación de la desviación estándar puede ser obtenida mediante la raíz cuadrada de la varianza. En nuestros estudios será relevante la consideración de cuatro aspectos:

- Relativo al conjunto de datos:

- a. Desviación estándar poblacional

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (4.20)$$

- b. Desviación estándar muestral

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (4.21)$$

En la práctica interesa realizar inferencias poblacionales, por lo que en el denominador en vez de “n”, se usa “n-1” (Corrección de Bessel).

- Relativos al tipo de distribución de probabilidad:

- a. Desviación estándar de una variable continua

$$\delta = \sqrt{\int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 f(x) dx} \quad (4.22)$$

Donde

$$\mu = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx$$

b. Desviación estándar de una variable discreta

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 P_i} \quad (4.23)$$

4.2.2 Fase Inductiva

Esta segunda fase determinará el primer paso en el proceso de toma de decisiones, mediante la selección y tratamiento de la información, la cual habrá sido descrita²⁷ y medida en la fase uno. Contaremos con un conjunto de datos sobre los que diseñaremos nuestros modelos de valoración y decisión.

Conocemos que en el sector del petróleo, y concretamente en la fase de *upstream*, los proyectos son únicos y no replicables, siendo prácticamente imposible contar con información comparable que nos permita tomar decisiones basadas en una serie histórica o de datos asimilables. En este sentido, la información que recogeremos para la realización de nuestros análisis pocas veces será de una comparabilidad absoluta.

Al mismo tiempo, y como ocurre en cualquier ámbito, trabajar con un volumen de datos excesivo, normalmente no es rentable, y probablemente no nos aportará una exactitud añadida, a nuestras estimaciones.

Una vez hemos descrito desde un punto de vista eminentemente teórico las herramientas estadísticas y probabilísticas que serán de mayor utilidad en el análisis de un proyecto petrolífero, exponemos a continuación el caso sobre el que basaremos nuestra Tesis.

Esta Tesis, será un trabajo absolutamente práctico y testado en el mundo real, en el cual llevaremos la teoría financiera y estadística, al escenario de la toma de decisiones que se vive hoy en día en una gran compañía del sector, con el objetivo fundamental de aportar nuevas ideas y herramientas que intentarán mejorar la práctica habitual y de común aceptación.

❖ *A partir de este momento, cada reflexión, cada cálculo y cada conclusión será realizada de acuerdo al caso práctico planteado al comienzo de la presente Tesis.*

²⁷ EL término “descrita” hace referencia a la aplicación de las herramientas descriptivas.

4.2.2.1 Selección y tratamiento de la información

En la exploración petrolífera, sobre todo en las primeras fases de un proyecto, las decisiones se toman de acuerdo al análisis de los datos disponibles en cada momento. Análisis que según los procesos y pruebas realizados, serán más subjetivos que objetivos. Es por ello, que la selección y filtro de los datos de trabajo, será un aspecto clave para contar con un punto de partida solvente.

Nuestro proyecto de inversión se corresponde con un play o prospecto con 27 pozos potenciales. Contamos con datos recogidos de 50 pozos productivos existentes en los alrededores, de los cuales estudiaremos 10 elegidos aleatoriamente.

La parte de nuestro estudio, en la cual realizaremos una selección adecuada de la muestra, como representación de la población²⁸, se denomina *proceso de muestreo*.

A partir de dicha selección, describiremos matemáticamente las poblaciones (mediante sus parámetros) y las muestras (mediante sus estadísticos²⁹), empleando las herramientas descritas en la fase uno, dedicada a la estadística descriptiva. La diferencia entre un estadístico y su parámetro se denomina *error muestral*.

4.2.2.1.1 Error muestral

Entendemos por errores muestrales aquellos errores cometidos por estudiar una muestra en lugar de una población. Los más importantes son:

1. Errores de sesgo: son los debidos a que la muestra de donde se han obtenido no representa a la población sino que ha sido elegida con cierta parcialidad. Estos errores provienen del método aplicado para elegir la muestra.
2. Errores aleatorios: se deben al azar y no a la parcialidad. Su cuantía puede ser estimada aplicando las leyes de probabilidad.

Podemos entender fácilmente, que la realización adecuada del proceso de muestreo, es un tema fundamental para la obtención de una información de partida de calidad, que nos permita inferir conclusiones solventes para la población estudiada.

De forma concreta, en muchas ocasiones en el proceso de estimación del éxito geológico, tenemos que estar seguros que las estadísticas obtenidas de la muestra seleccionada (por ejemplo de pozos adyacentes), representan de manera fiable, a la población (en nuestro caso, los yacimientos del play objeto de inversión), es decir que el error muestral, es asumible.

²⁸ Población es el conjunto de todos los elementos que son objeto del estudio estadístico y muestra es un subconjunto extraído de la población.

²⁹ Definición de parámetro y estadística de Levin: Parámetro es una característica de la población y estadística es una característica de la muestra.

4.2.2.1.2 Tipos de muestreo

- Muestreo no aleatorio o de juicio: Este tipo de muestreo, se basa en la experiencia y juicio de la persona que selecciona la muestra. Salvo en situaciones muy concretas, en la que los errores cometidos no son grandes, debido a la homogeneidad de la población, no es un tipo de muestreo riguroso y científico, dado que no todos los elementos de la población pueden formar parte de la muestra.
- Muestreo aleatorio o probabilístico: En este tipo de muestreo, todos los individuos de la población pueden formar parte de la muestra, tienen probabilidad positiva de formar parte de la muestra. Por lo tanto es el tipo de muestreo que deberemos utilizar en nuestras investigaciones.

Según hemos comentado en el punto 4.1 “La Teoría de la Probabilidad”, utilizaremos reflexiones subjetivas y objetivas en el proceso de toma de decisiones, pero en la selección de la muestra, solo cabrá la metodología aleatoria o probabilística.

Existen cuatro métodos del muestreo aleatorio:

1. Muestreo aleatorio simple.
2. Muestreo sistemático.
3. Muestreo estratificado.
4. Muestreo de racimo.

Teniendo en cuenta que los muestreos sistemático, estratificado y de racimo intentan aproximarse al muestreo aleatorio simple, y que los principios de este último, son la base de la inferencia estadística, fundamentaremos nuestros procesos de muestreo en el método aleatorio simple, el cual se define como *“aquel que selecciona muestras mediante métodos que permiten que cada muestra tenga la misma probabilidad de ser seleccionada y que cada elemento de la población tenga una oportunidad igual de ser incluido en la muestra”*.³⁰

En este sentido, observaremos que la forma más fácil de seleccionar una muestra de manera aleatoria, es mediante el uso de números aleatorios.

4.2.2.1.3 Distribuciones muestrales

Una distribución muestral de un estadístico, es la distribución de probabilidad de los valores que ese estadístico toma en un número infinito de muestras del mismo tipo y tamaño que la primera. Las distribuciones de muestreo, son descritas, como cualquier distribución de probabilidad, por su media ($\mu_{\bar{x}}$) y su desviación estándar o típica ($S_{\bar{x}}$).

³⁰ Definición de Rubin

Hemos definido la forma de calcular parámetros y estadísticas, para analizar los datos de una población (en este caso la media se representará por μ y la desviación estándar por δ) y de una muestra aislada (en este caso la media se representará por \bar{X} y la desviación estándar por S).

En el caso del estadístico “media”, para entender su distribución muestral, es necesario exponer el “Teorema del límite central”.

4.2.2.1.3.1 Teorema del límite central

Es quizás el teorema más importante de toda la inferencia estadística, pues asegura que la distribución de muestreo de la media se aproxima a la normal al incrementarse el tamaño de la muestra.

Hay situaciones teóricas en las que el teorema del límite central no se cumple, pero casi nunca se encuentran en la toma de decisiones práctica. De hecho, una muestra no tiene que ser muy grande para que la distribución de muestreo de la media se acerque a la normal. Los especialistas en estadística utilizan la distribución normal como una aproximación a la distribución de muestreo siempre que el tamaño de la muestra sea de al menos 30.

La importancia del teorema del límite central es que nos permite usar estadísticas de muestra para hacer inferencias con respecto a los parámetros de población, sin saber sobre la forma de la distribución de frecuencia de esa población más que lo que podamos obtener de la muestra.

De acuerdo con esto, podríamos analizar todas las medias de las muestras, que conjuntamente, compondrían una distribución de las medias de las muestras, denominada *distribución de muestreo o muestral de medias*.

Como aclaración y ayuda al seguimiento de este punto, trataremos los siguientes parámetros y estadísticos:

- μ : Media de la población
- δ : Desviación típica de la población
- \bar{X}_n : Media de una muestra
- S_n : Desviación típica de una muestra
- $\mu_{\bar{X}}$: Media de todas las medias de las muestras
- $S_{\bar{X}}$: Desviación típica de todas las medias de las muestras

Por lo tanto, si tenemos una población de parámetros desconocidos μ y δ , y tomamos dos muestras, podemos calcular las medias muestrales (\bar{X}_1 y \bar{X}_2), las cuales tendrían cierta relación con μ . Esta relación se explicaría a través de la siguiente propiedad:

Si la población sigue una distribución normal $N(\mu, \delta)$ donde μ y δ son desconocidos, y elegimos todas las muestras representativas de tamaño “n”, entonces:

a) La media de las medias de todas las muestras posibles, es igual la media poblacional, es decir:

$$\mu_{\bar{X}} = \frac{\bar{X}_1 + \bar{X}_2 + \bar{X}_3 + \dots + \bar{X}_n}{n} = \mu \quad (4.24)$$

b) La desviación típica de las medias muestrales posibles es:

$$\mu_{\bar{X}} = \frac{\delta}{\sqrt{n}} \quad (4.25)$$

Que mide el grado de fiabilidad, y se conoce como *error estándar de la media*.

De la aplicación del teorema del límite central, podemos extraer dos conclusiones importantes:

- **Convergencia:** Las medias de las muestras de tamaño “n” extraídas de una población de parámetros μ y δ , siguen una distribución: $\bar{X} \rightarrow N(\mu, \frac{\delta}{\sqrt{n}})$, siempre que dichas muestras tengan un tamaño $n \geq 30$, conclusión del teorema del límite central.
- **Fiabilidad:** Evaluar la fiabilidad del estadístico, supone analizar la variabilidad de su distribución muestral. En este sentido, y como la variabilidad viene dada por su desviación típica (δ), a mayor desviación típica, menor grado de fiabilidad.

En nuestro caso práctico, y de forma habitual en la industria, la aplicabilidad de este teorema y sus implicaciones, se concreta es saber con la mayor certidumbre posible, si la muestra que vamos a utilizar para realizar nuestros análisis, es representativa de la población, y es adecuada para nuestros fines. Asumiendo que por razones de tiempo y coste, no podremos abarcar muestras demasiado extensas.

Para ello, y para poder comparar unas muestras con otras o datos procedentes de una misma muestra, es necesaria acudir a un proceso denominado “tipificación”:

Conocemos que una de las consecuencias del teorema del límite central, es que dada una población con media μ y con $n \geq 30$, la distribución de la variable $Z = \frac{x_i - \mu}{\delta}$, es una distribución normal, llamada normal estándar o tipificada, que asigna a todo valor de $N(\mu, \delta)$, un valor $N(0, 1)$. De esta forma, se nos

permite comparar dos valores de dos distribuciones normales diferentes, para saber cuál de los dos es más extremo.

Una vez, necesitamos realizar las comparaciones muestrales necesarias, y planteamos el desarrollo de un cálculo de tipificación, podemos encontrar dos problemas, que pueden cuestionar la obtención de resultados fiables:

1. Teniendo en cuenta que para el cálculo de la desviación típica de la muestra $(\frac{\delta}{\sqrt{n}})$, necesitamos conocer la desviación típica de la población (δ), en muchas ocasiones, esta última es desconocida.
2. La segunda cuestión es más habitual en la práctica, y es que el tamaño de la muestra seleccionada es ≤ 30 registros. En este caso, no podemos inferir el teorema del límite central, de forma que la muestra, puede no converger con la población, o dicho de otra forma, con converger en una distribución normal.

Ambos aspectos se solventarán, considerando com alternativa a una distribución normal estandar “Z”, una distribución “t-Student”:

1. Si no conocemos la desviación típica de la población, pero el tamaño de las muestras es > 30 podríamos utlizar la estimación de este parámetro a partir de la desviación típica de las medias de las muestras, aplicando la igualdad siguiente:

$$S_{\bar{X}} = \frac{\delta}{\sqrt{n}}; S_{\bar{X}} = \frac{S}{\sqrt{n-1}} \text{ (A)} \quad (4.26)$$

2. En cualquiera de los casos en los que la muestra ≤ 30 , independientemente del conocimeinto de δ , deberemos aplicar una distribución de probabilidad “t-Student”, cuyas tablas de tipificación son difrentes a la distribución normal “Z”. En esta distribución, como observamos en el denominador de la fórmula anterior (n-1), el concepto de grados de libertad entra en juego.

En el gráfico siguiente podemos analizar las diferencias en los intervalos de confianza de una distribución normal Z y t Student.

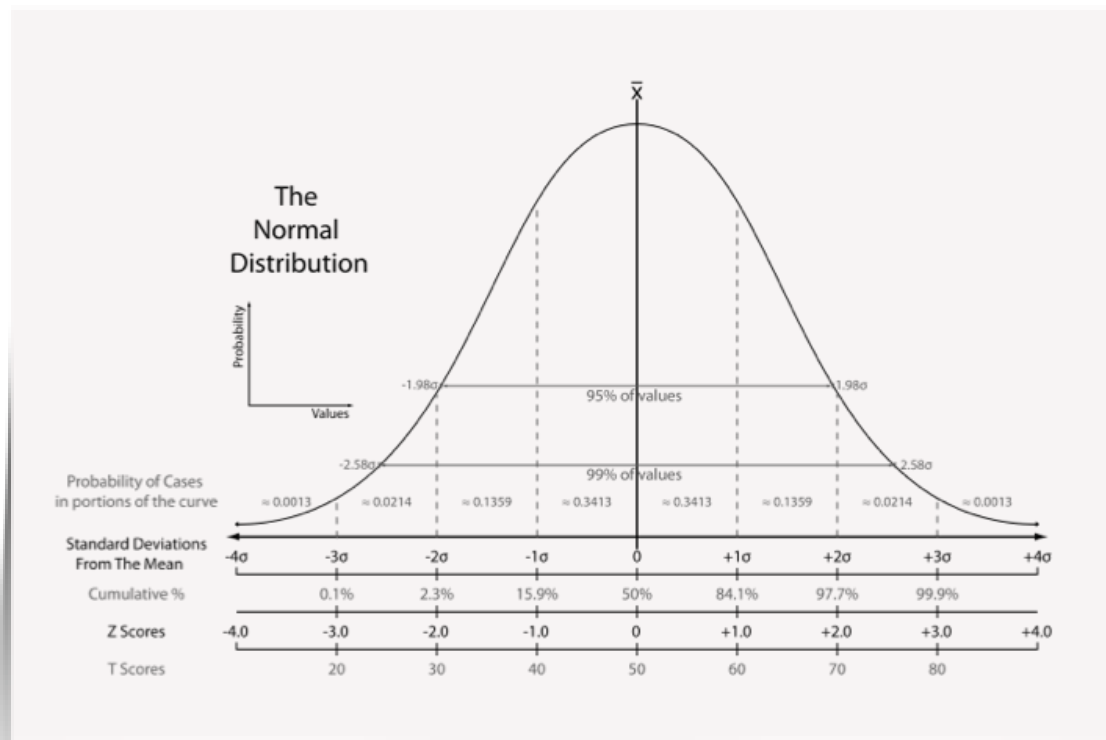


Figura 4.11

Una distribución t-Student es más achatada en el centro y abierta en las colas, lo cual tiene sentido, si se piensa que los estadísticos calculados a partir de muestras pequeñas, varían más entre sí. En este sentido los intervalos de confianza serán más amplios.

Ambas distribuciones se expresan en función de sus valores tipificados, de la siguiente forma, para una muestra:

$$\blacksquare Z = \frac{x_i - \mu}{\delta} \quad (4.27)$$

$$\blacksquare t = \frac{x_i - \mu}{S} \quad (4.28)$$

Como observamos la única diferencia entre ambas, es que la distribución normal estandar “Z” trabaja con la desviación típica poblacional, y la distribución “t” lo hace con la desviación típica muestral.

En nuestro caso particular, esta situación cobra especial relevancia, si tenemos en cuenta que prácticamente en ningún caso vamos a tener una información amplia, ni geológica ni económica, en la que fundamentar nuestra asunciones y premisas.

Centrándonos en nuestro caso, observemos el efecto del teorema del límite central:

Nuestro proyecto de inversión se refiere a un play con 27 pozos potenciales. La existencia de un sistema petrolero o de éxito geológico en este play, será calculado de acuerdo al estudio de 10 muestras tomadas aleatoriamente de los 50 yacimientos existentes en los alrededores, entre los que se incluyen los 27 de nuestro play.

Utilizaremos como ejemplo (en la práctica se haría para los cinco factores geológicos) el porcentaje de existencia de una roca madre, y estudiaremos dos aspectos importantes, por un lado, la convergencia de las medias de las muestras con la poblacional al incrementar su tamaño, y por otro lado, la fiabilidad de los estadísticos.

Para demostrar el teorema del límite central seguiremos los siguientes pasos:

1. Obtenemos el porcentaje de la existencia de una roca madre para la población observada:

Pozos a Correlacionar	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10
% Roca madre	0,90	0,88	0,88	0,82	0,96	0,81	0,76	0,76	0,85	0,89
Pozos a Correlacionar	Pozo 11	Pozo 12	Pozo 13	Pozo 14	Pozo 15	Pozo 16	Pozo 17	Pozo 18	Pozo 19	Pozo 20
% Roca madre	0,85	0,92	0,83	0,84	0,86	0,89	0,83	0,93	0,81	0,82
Pozos a Correlacionar	Pozo 21	Pozo 22	Pozo 23	Pozo 24	Pozo 25	Pozo 26	Pozo 27	Pozo 28	Pozo 29	Pozo 30
% Roca madre	0,87	0,79	0,88	0,96	0,75	0,77	0,92	0,78	0,83	0,89
Pozos a Correlacionar	Pozo 31	Pozo 32	Pozo 33	Pozo 34	Pozo 35	Pozo 36	Pozo 37	Pozo 38	Pozo 39	Pozo 40
% Roca madre	0,77	0,80	0,85	0,80	0,88	0,82	0,98	0,87	0,79	0,88
Pozos a Correlacionar	Pozo 41	Pozo 42	Pozo 43	Pozo 44	Pozo 45	Pozo 46	Pozo 47	Pozo 48	Pozo 49	Pozo 50
% Roca madre	0,88	0,87	0,76	0,78	0,81	0,79	0,87	0,82	0,74	0,83

Figura 4.12

2. De forma aleatoria, seleccionamos 10 muestras, a las cuales daremos en cada escenario un tamaño diferente, que irá de 5 registros a 1.000 registros, calculado en cada uno de ellos, la media y la desviación típica, las cuales serán comparadas con estos mismos parámetros poblacionales:

Población Tamaño 50	0,842 0,057	Muestra Tamaño 5	Muestra Tamaño 10	Muestra Tamaño 40	Muestra Tamaño 100	Muestra Tamaño 1000
Media Muestral		0,850	0,849	0,843	0,842	0,842
Desv. Típica Muestral		0,032	0,017	0,013	0,007	0,002
Diferencia Medias		0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Error Estandar		0,025	0,018	0,009	0,006	0,002

Figura 4.12

Como podemos observar, las medias muestrales van acercándose a la media poblacional (0,842), a medida que aumentamos el tamaño de las muestras, convergiendo cuando el tamaño alcanza los 1.000 registros.

De la misma forma observamos como, el error estandar de las medias, se reduce progresivamente hasta prácticamente desaparecer en el escenario de 1.000 registros

El desarrollo completo lo podemos observar en el Anexo C de la presente Tesis.

4.2.2.1.3.2 Fiabilidad de la media y la desviación típica

Si necesitamos extrapolar datos de la población partiendo de una muestra seleccionada, es importante preguntarnos hasta donde podemos fiarnos de los valores de la media y la desviación típica de la muestra, cuanto alcanza su error muestral; en definitiva, entre que puntuaciones directas puede afirmarse que está la media y la desviación típica de la población, es decir, cual es el intervalo de confianza que manejamos. Sabemos que a una muestra con $n \leq 30$ se le debe aplicar una tipificación de acuerdo a una distribución t-Student.

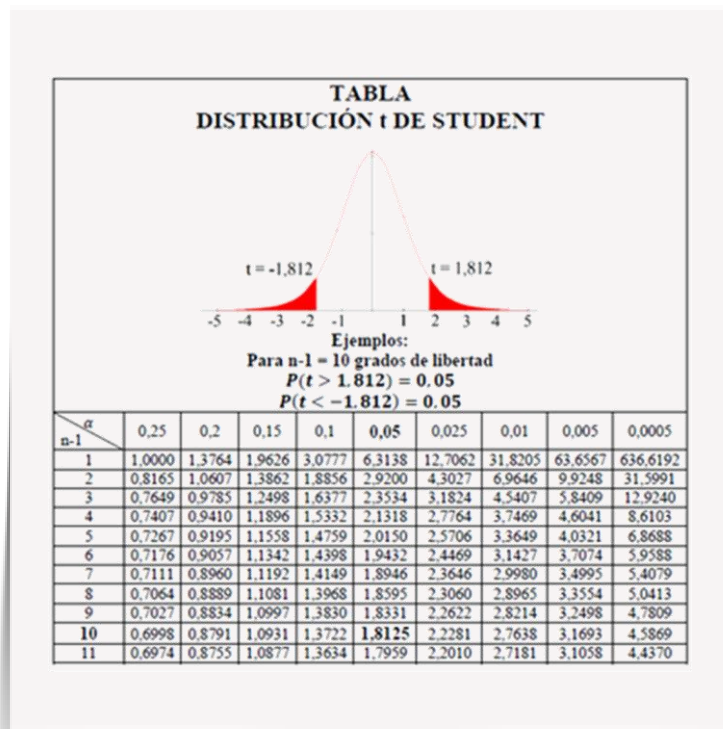


Figura 4.13

- Media muestral: De acuerdo a las propiedades de una distribución t-Student, sabemos que el 95% de las medias de cualquier muestra tomada, con nueve grados de libertad ($n = 10$), se encontrará entre $\pm 1,833 S_{\bar{X}}$ de la media \bar{X} . Por lo tanto, podemos afirmar que entre μ y \bar{X} , no habrá mayor error muestral que esa cantidad con un 95%³¹ de probabilidades de acertar:

³¹ Ciertos autores denominan al 95% grado de confianza, mientras que otros, denominan grado de confianza al 5%. En nuestro caso, y por razones intuitivas, denominaremos grado de confianza al porcentaje de registros incluidos en el área o rango del 95%.

$$\bar{X} - 1,833 S_{\bar{X}} < \mu < \bar{X} + 1,833 S_{\bar{X}}$$

Registros	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Muestra 1	0,755	0,865	0,747	0,811	0,888	0,876	0,888	0,862	0,812	0,764

Media	0,827
Desv. Típica	0,053

- a) Definimos un nivel de confianza del 95%
 - b) El error típico de la media sería según la ecuación (A) = 0,0178
 - c) El error muestral máximo admisible entre la media poblacional y muestral, para el nivel de confianza del 95% sería $= \pm 1,833 \times 0,0178 = \pm 0,0327$
 - d) Por lo tanto, la media de la población se encontraría en un rango de $0,827 \pm 0,0350$, es decir entre 0,794 y 0,860.
- *Desviación típica muestral:* En el caso de la evaluación de la fiabilidad mostrada por la desviación típica de la muestra, la metodología es la misma observada para la media.
 - Bajo el mismo nivel de confianza del 95%
 - El error típico de la desviación típica es igual a 0,707
 - Aplicamos la fórmula (A); $S_{\bar{X}} = 0,707 \frac{s}{\sqrt{n-1}} = 0,707 \frac{0,053}{\sqrt{9}} = 0,0126$
 - Sabemos que el error muestral no puede ser mayor de $\pm 1,833$. Por lo tanto la desviación típica de la población, estará en un rango entre 0,030 y 0,077.

Lo que acabamos de calcular no es, de forma concreta, la razonabilidad o idoneidad de la muestra escogida, sino simplemente el nivel de riesgo asumido, que siendo un dato informativo importante, no es el objetivo final del proceso de muestreo. Para la obtención de una estimación de dicha razonabilidad, seguiremos un proceso de siete pasos.

4.2.2.1.3.3 metodología de obtención de razonabilidad de la muestra

Desarrollada sobre siete pasos fundamentales:

1. Establecer hipótesis: queremos conocer si la muestra tomada es representativa de la población.
2. Determinar el test apropiado: Z ó t-Student. Como hemos explicado, siendo la muestra inferior a 30 registros, utilizaremos una distribución t-Student.
3. Determinar el nivel de significación requerido: $\alpha = 0,05$

4. Establecer la regla de decisión:

- Si $t > 1,83 \Rightarrow$ Rechazaremos la hipótesis (a)
- Si $t < -1,83 \Rightarrow$ Rechazaremos la hipótesis (a)

Es decir, cuando estamos fuera de la zona cubierta en el 95% de significación.

5. Recoger la muestra: 10 registros con $\bar{X} = 0,827$

6. Aplicación del test:

$$t = \frac{0,827 - 0,842}{0,0178} = -0,857$$

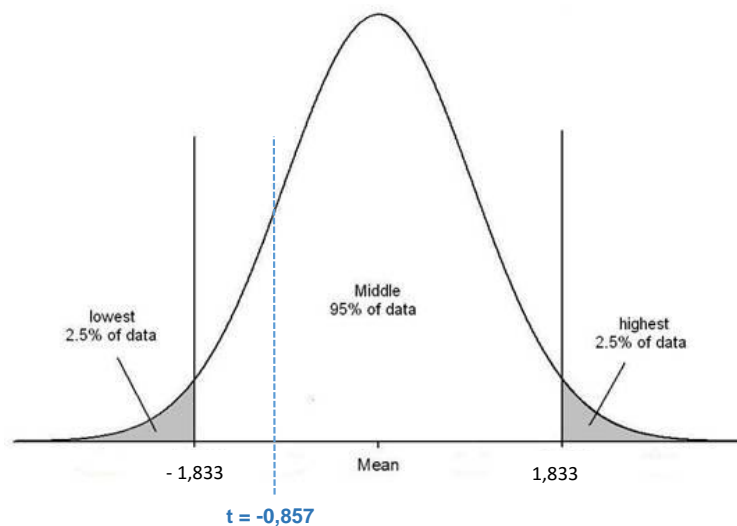


Figura 4.14

Continuaremos con el mismo ejemplo sobre el porcentaje de existencia de una roca madre en los pozos potenciales de nuestro play, partiendo del análisis de la población tomada como referencia de 50 pozos totales:

7. **Conclusión:** Es este punto la pregunta es: *¿existe una diferencia estadísticamente significativa entre la media de la muestra (\bar{X}) y la media poblacional ($\mu = 0,842$)?*

Como podemos observar nuestro dato tipificado está dentro del nivel de significación del 95%, con lo cual la hipótesis establecida queda aceptada y la muestra puede ser considerada representativa de la población.

En nuestro caso, significa que la muestra tomada³² relativa al porcentaje de existencia de una roca madre en yacimientos adyacentes, puede ser utilizada para los cálculos del potencial éxito geológico en nuestro play.

³² 10 pozos tomados aleatoriamente de los 50 de la población

5 LA INCERTIDUMBRE EN UN PROYECTO DE INVERSIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

En cualquier sector productivo, las fuentes de incertidumbre serán tanto el mercado como el propio proyecto, o dicho de otra forma, los riesgos asociados a dicha incertidumbre estarán correlacionados tanto con factores de mercado, como con decisiones tomadas en el marco de cada proyecto. En muchos proyectos las incertidumbres más importantes están relacionadas con la tecnología, los cambios regulatorios o los movimientos de la competencia, y la mayoría de estas incertidumbres no pueden ser resueltas con herramientas y teorías estadísticas, sino con la información disponible en cada momento.

En el sector del petróleo, la problemática es exactamente la misma, podremos modelizar algunas incertidumbres matemáticamente, pero muchas otras dependerán de eventos que no están asociados con el mercado. Por ejemplo, cuando en la exploración de un yacimiento obtenemos los resultados de la probabilidad de éxito geológico, o la realización de pozos estratégicos de evaluación de reservas, el valor del proyecto fluctúa dramáticamente, y ninguno de estos hechos está correlacionado con el mercado. Además la incertidumbre en un proyecto de Petróleo y Gas provendrá de factores intrínsecos muy diferentes en cada una de las fases, pero al mismo tiempo estarán absolutamente relacionados. De forma general, en este sector, la reducción de la incertidumbre dependerá de importantes inversiones para la obtención de información, que nos permita tomar decisiones con un grado de riesgo asumible.

En la fases de exploración y desarrollo, las decisiones son tomadas de acuerdo a la experiencia de los geólogos e ingenieros, sobre la observación de los datos recogidos y emprendimientos pasados. Cuando evaluamos un proyecto que acaba de comenzar (greenfield), y nos enfrentamos a la primera perforación, solo sabemos con certeza que no existen “dos perforaciones de idénticas características”, la situación geográfica y las características geológicas del yacimiento, hacen de cada proyecto algo único. Si la exploración ha sido positiva, la decisión de desarrollar será tomada con un nivel de información muy superior, bajo un volumen de reservas ya cierto y una capacidad de extracción conocida, quedando la incertidumbre reducida a la forma en la que decidamos desarrollar el yacimiento, es lo que se denomina “perfiles de producción”.

En la fase de explotación, la situación es diferente, y la incertidumbre proviene de factores de mercado matemáticamente modelizables, como el precio, los tipos de cambio o de interés.

Como veremos a lo largo del presente trabajo, aplicaremos métodos, para el estudio de la incertidumbre, el riesgo y la flexibilidad de las decisiones, diferentes *dependiendo del tipo de incertidumbre*.. Si bien, uno de los objetivos de esta Tesis, será el desarrollo de métodos combinados que intentarán maximizar la calidad de las conclusiones obtenidas.

Es importante tener en cuenta que no es el objetivo de esta Tesis el profundizar en conceptos propios de la geología o geofísica, aun así, en ciertos momentos nos detendremos en la descripción de algunos conceptos clave, con el objetivo de mejorar el entendimiento del sector y la operativa del negocio.

Volviendo a las fases de un proyecto de Petróleo y Gas, la incertidumbre en cada una de ellas, se interpretará como sigue:

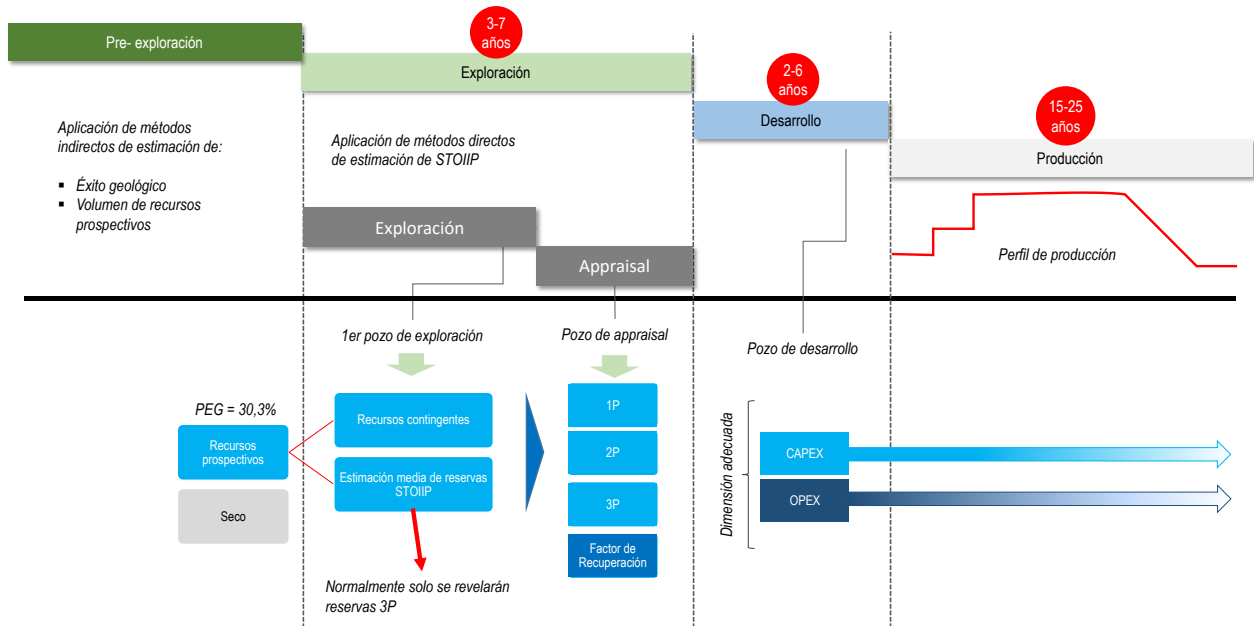


Figura 5.1

5.1 FASE DE EXPLORACIÓN

Como hemos explicado, empezaremos el desarrollo de esta fase con la perforación de un pozo exploratorio que nos aportará información general y poco exacta, en primer lugar sobre la probabilidad de encontrar hidrocarburos, y posteriormente sobre el volumen que puede contener el reservorio y la cantidad potencialmente recuperable.

En la fase pre-exploratoria, se realizarán simulaciones de Montecarlo a los parámetros de las fórmulas de la probabilidad del éxito geológico y volumen de recursos (todavía prospectivos), obteniendo cifras muy preliminares. En nuestro caso, esta simulación se limitará a la estimación de la probabilidad de éxito geológico, ya que en cuanto al volumen de recursos, utilizaremos directamente los datos seleccionados de los cincuenta campos adyacentes (no siempre tendremos estos datos a nuestro alcance). Estos cálculos serán un paso previo a pruebas sobre el terreno, como la realización de un pozo exploratorio, del cual obtendremos la estimación de un volumen, ya catalogado como reservas o STOIP.

En la fase de exploración, y a través de las primeras perforaciones, los geólogos recabarán información que les permitirá estimar un volumen de reservas máximo, pero con una fiabilidad limitada.

En la misma fase de exploración, tenemos la opción de invertir en perforaciones de *appraisal*, a través de las cuales estimaremos con certeza el volumen de reservas, su tipología y su porcentaje de recuperabilidad. Permitiéndonos dimensionar adecuadamente (y esta información es crítica) las inversiones en la fase de desarrollo.

En la fase de producción o explotación, aún con la certeza ganada con los pozos de *appraisal*, seguiremos manteniendo cierta incertidumbre en el comportamiento geológico del reservorio (sobre todo en cuanto a la recuperabilidad), pero la principal fuente de incertidumbre serán los precios del crudo.

5.1.1 El éxito geológico

En la exploración de yacimientos petroleros se evalúan los parámetros geológicos y geofísicos que permiten que se decida la perforación de un pozo exploratorio para la obtención de mayor certidumbre sobre el volumen de recursos en su categorización como reservas. Este cálculo se realizará en la fase pre-exploratoria.

Éxito geológico es la probabilidad de existencia de hidrocarburos³³, o lo que es lo mismo de un “Sistema Petrolero³⁴”.

5.1.1.1 Factores de determinación de un sistema petrolero

Los hidrocarburos se forman por la transformación térmica de la materia orgánica que contienen algunas rocas (*roca madre*). Esta materia orgánica comienza a transformarse (*generación*) en petróleo o gas al estar sometida a altas temperatura y presiones. Después de ser expulsados de la roca madre, el petróleo y/o gas deben fluir (*migración*) hacia una roca porosa y permeable (*roca almacén*) con una configuración geométrica (*trampa*) que permita su acumulación, y que a su vez este recubierta por una roca impermeable (*roca sello*) que impida su escape hacia la superficie.

- Roca madre: Una roca madre es una roca sedimentaria, normalmente arcillas negras, carbonatos de grano fino y carbones, que contienen una alta concentración de materia orgánica. La presencia de materia orgánica se debe a la incorporación de restos de organismos vivos (algas, fragmentos de plantas terrestres, etc) durante el depósito de la roca. La presencia de una roca madre es uno de los requisitos esenciales para que puedan generarse hidrocarburos, y aunque concurren los otros factores y elementos, si no existe una roca madre, no podrán existir hidrocarburos.

La determinación de la presencia o ausencia de rocas madres, su contenido en materia orgánica, su capacidad de generación de hidrocarburos y el estado térmico que estas han alcanzado se realiza mediante técnicas geoquímicas en el laboratorio.

³³ Se denominará indistintamente hidrocarburo, petróleo o aceite

³⁴ Ver glosario de términos

- **Dinámica o Migración:** El petróleo migra o sube hasta una *roca almacén o reservorio*, debido a unas condiciones adecuadas de permeabilidad y porosidad. Es importante tener en cuenta que la migración debe producirse en un tiempo y orden histórico determinado.

Cuando la migración de una roca madre a una roca almacén no se produce, el petróleo puede ser extraído directamente de esta última, produciéndose lo que se conoce como Shale oil.

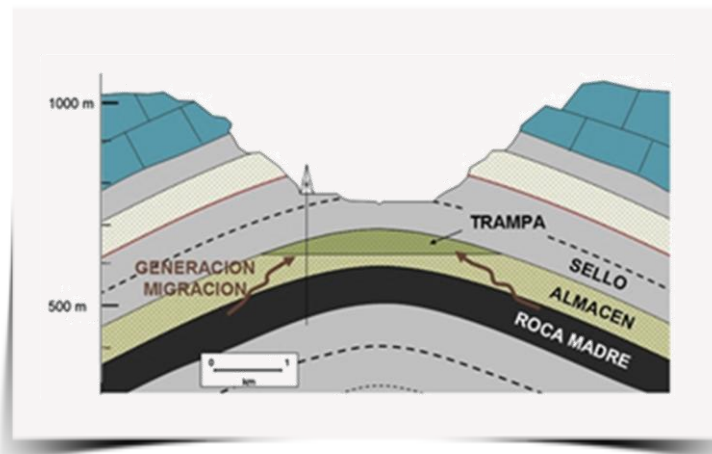


Figura 5.2

- **Roca almacén:** Los hidrocarburos se encuentran en los poros de las rocas. En el subsuelo existen rocas, que de un modo similar a una esponja son capaces de absorber y expulsar fluidos. A estas rocas se les denomina rocas almacén. Los tipos más comunes de rocas almacén son las arenas y carbonatos. Los atributos esenciales de una roca almacén son la porosidad y la permeabilidad.

La porosidad es la medida de los huecos o poros que existen entre los granos de una roca, y expresa la capacidad de la roca para almacenar fluidos. La permeabilidad es la capacidad de un líquido para fluir a través de los poros de una roca. Ambos parámetros se pueden medir en laboratorio directamente a partir de muestras de roca.

- **Trampa:** Una trampa es la configuración geométrica de la roca almacén donde el hidrocarburo puede quedar atrapado. Las trampas pueden ser muy variadas. Las más comunes son las estructurales (pliegues anticlinales, etc) y estratigráficas (canales turbidíticos, etc).
- **Sello:** Las trampas requieren estar cubiertas por una roca sello que haga de barrera impermeable e impida que el hidrocarburo escape naturalmente hacia la superficie.

5.1.1.2 Estimación estadística

La estimación de la probabilidad de éxito geológico, se calculará de acuerdo a rangos de valor para los cinco parámetros independientes y simultaneos descritos, que explican las propiedades de un sistema petrolero:

1. Probabilidad de existencia de una roca madre o generadora (Pg)
2. Probabilidad de migración del crudo o probabilidad dinámica (Pd)
3. Probabilidad de existencia de una roca almacén (Pa)
4. Probabilidad de existencia de una trampa (Pt)
5. Probabilidad de existencia de un sello (Ps)

Siendo la probabilidad combinada resultante, la probabilidad de éxito geológico (PG, PEG o POS³⁵):

$$PG = Pg * Pd * Pa * Pt * Ps * Pf^{36} \quad (5.1)$$

Como hemos visto en el epígrafe anterior “La probabilidad – Tipos de enfoque”, la probabilidad asociada a cada uno de los factores, se determina desde un enfoque subjetivo y frecuentista, de acuerdo a la experiencia y el conocimiento de los expertos.

También en relación con la forma de determinación de PG, vale la pena comentar, que al realizarlo mediante el producto de las probabilidades marginales asociadas a cada una de las características del play, no solo se supone la independencia entre la ocurrencia de cada uno de los factores, sino que se asegura que deben darse todos, ya que en el caso de ser alguno cero, el resultado de la fórmula, sería también de cero.

Riesgo muy bajo	Riesgo bajo	Riesgo moderado	Riesgo alto	Riesgo muy alto
PG = 0,75	PG = 0,375	PG = 0,183	PG = 0,092	PG = 0,05

Otis y Schneidermann

Figura 5.3

En la evaluación de un play, se tienen estándares que permiten decidir, con cierto grado de certidumbre, la conveniencia o no de realizar la perforación. En la realidad, y de forma práctica, la decisión de llevar a cabo un proyecto, dependerá de los diferentes estándares de aversión al riesgo de las compañías, y de factores, como la complejidad del yacimiento, el volumen de reservas, la calidad del crudo, el riesgo país y las condiciones puntuales de oferta y demanda del sector..

³⁵ Denominada en literatura anglosajona POS, “Probability Of Success”

³⁶ Fórmula de Otis y Schneidermann (1997)

Es importante comentar que la información obtenida en el proceso de estimación de éxito geológico, no solamente es valiosa en el momento de la perforación, sino que se *incorporará como un banco de información* para la actualización de las probabilidades de proximas perforaciones, generando de esta forma “probabilidades a posteriori” (tema tratado en el epígrafe anterior: “Probabilidades – Valor de la información. Revisión de probabilidades”)³⁷.

En nuestro caso, los datos medios correspondientes a los rangos de probabilidad, obtenidos de la muestra han sido:

Probabilidad de existencia de Roca madre	85,0%
Probabilidad de Migración	85,0%
Probabilidad de existencia de Roca almacén	80,0%
Probabilidad de forma geométrica adecuada (Trampa)	82,0%
Probabilidad de existencia de sello	78,0%
Probabilidad Geológica	37,0%
Probabilidad de Fluido	82,0%
Probabilidad de éxito geológico	30,3%

Figura 5.4

5.1.1.3 Conclusión

Hemos obtenido una probabilidad de éxito geológico del **30,3%**. O dicho de otra manera una probabilidad de inexistencia total de crudo en el yacimiento, de un 69,7%.

Teniendo en cuenta que los estándares del mercado nos dicen que la mayoría de las compañías invertirían por encima de un 20%, se procedería a llevar a cabo la siguiente fase de evaluación del volumen de reservas.

5.1.2 Estimación del volumen de reservas

Una vez se ha determinado la existencia de un Sistema Petrolero, la incertidumbre se incrementará por el volumen de reservas potenciales. En la ingeniería de yacimientos una de las tareas fundamentales es la cuantificación o estimación del volumen de hidrocarburos presente en el reservorio. Para ello, se utilizarán métodos determinísticos y el probabilísticos.

El método determinístico se basa en la aplicación de la ecuación general del calculo volumétrico (ecuación 5.2) donde los valores introducidos en la ecuación corresponden a un valor único y en aquellas propiedades donde se observen variaciones a lo largo de la extensión del reservorio (porosidad, saturación,

³⁷ Teorema de Bayes

etc), se tomará un valor promedio para las mismas con el fin de obtener un valor único del volumen de hidrocarburos.

El método probabilístico en cambio se basa en la aplicación de modelos estadísticos tales como el método de monte-carlo en donde se obtiene una función de probabilidad donde es posible obtener diversos valores del STOIP según la frecuencia.

Para el desarrollo de nuestro caso práctico utilizaremos métodos probabilísticos, en particular simulaciones de Montecarlo, teniendo en cuenta que el punto de partida es el mismo, la aplicación de la fórmula de la obtención del STOIP (5.2), pero el nivel de profundidad dado por la simulación de datos es mucho mayor.

El volumen original de crudo calculado numéricamente se basa en la siguiente ecuación:

$$\text{STOIP}^{38} = \frac{A * h * \phi * (1 - S_{wi}) * 7.758}{B_{oi}} \quad (5.2)$$

Donde:

- STOIP: Volumen de aceite en barriles
- A: área del yacimiento en acres
- h: espesor promedio
- ϕ : porosidad
- S_{wi} : saturación de agua en %
- B_{oi} : factor de volumen de aceite

De forma equivalente y desagregada, podríamos plantear la formula anterior de acuerdo a seis factores independientes, que determinan las propiedades de un sistema de roca-fluidos:

$$\text{STOIP} = \text{GRV}^{39} * N/G * \phi * S_{wi} * 1/B_{oi}$$

La explicación de cada una de las propiedades o parámetros utilizados es la siguiente:

- GRV: Tamaño bruto de la roca medido en m^3 . De forma general es el producto entre el área y el grosor
- N/G: Habrá partes de la roca almacén donde no se acumula petróleo, por ejemplo la arcilla. Se medirá en porcentaje.

³⁸ Consultar glosario de términos

³⁹ Consultar glosario de términos

Los dos conceptos anteriores son equivalentes a los parámetros $A \cdot h$ en la fórmula (5.2)

- Porosidad y permeabilidad⁴⁰ (ϕ): Al igual que en la roca madre, la roca almacén tendrá poros. La porosidad es el porcentaje de su volumen que no estará ocupado por sólidos. La permeabilidad será la medida de la facilidad con la que el crudo fluirá a través de la roca y se mide en Darcy. Henri Darcy fue el primero que realizó estudios relacionados con el flujo de fluidos a través de medios porosos en 1856.

Ambos parámetros se calificarán como sigue⁴¹:

Valores de la porosidad de un reservorio de crudo		Valores de la permeabilidad de un reservorio de crudo	
0 - 5%	<i>Insignificante</i>	1 - 10 md	<i>Pobre</i>
5 - 10%	<i>Pobre</i>	10 - 100 md	<i>Bueno</i>
10 - 15%	<i>Razonable</i>	100 - 1.000 md	<i>Excelente</i>
15 - 20%	<i>Bueno</i>		
20 - 25%	<i>Excelente</i>		

Figura 5.5

- Saturación (S_{wi}): Los poros siempre estarán ocupados por agua y crudo. La saturación será el porcentaje de los poros ocupado por crudo.

La saturación es la parte del volumen poroso que se encuentra ocupado por algún fluido, agua, gas o aceite, siendo por tanto:

$$S_w + S_o + S_g = 100\%$$

Donde:

- S_w : es la parte porcentual de agua que se encuentra contenida en la roca
- S_o : es la parte porcentual de aceite o crudo que se encuentra contenida en la roca
- S_g : es la parte porcentual de gas que se encuentra contenida en la roca
- Volumetría (B_{oi}) o Formation Volume Factor (FVF): A medida que el petróleo sube a la superficie, ocupa menos espacio, ya que pierde gas. Nos medirá el porcentaje ocupado por gas.

Este factor relaciona el volumen de petróleo en la superficie con el volumen a una presión elevada y la temperatura en el reservorio. Los valores suelen estar en un rango de 1,0 a 1,7, esta medida es el inverso del factor de encogimiento (en inglés Shrinkage Factor), que explica la cantidad que un barril

⁴⁰ Economides M. Petroleum systems. Ed. Prentice Hall, 1994

⁴¹ Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production. Norman J. Hyne, Ph.D.

de crudo decrece in volumen en la superficie frente a la que tenía en profundidad. Este factor oscila en un rango de entre 1,0 y 0,6.

Una vez definidos los conceptos integrantes del STOIP, y en función de los rangos presentados por cada uno de sus parámetros en la población de los cincuenta pozos adyacentes⁴² analizados, (recordemos que la muestra de 10 ha demostrado ser representativa, como se puso de manifiesto en el capítulo anterior, en el punto “Fase inductiva” en su apartado “metodología de obtención de razonabilidad de la muestra”). estimamos los estadísticos necesarios aplicables a las distribuciones de probabilidad elegidas:

	Para 50	μ	δ	Min	Max	Estimación	Distribución
ϕ	Porosidad [%]	0,183	0,02	0,13	0,23	0,18	Normal
N/G	Espesor [pies]	93,06	29,25	40,85	180,75	95,39	Normal
	Swi [%]	0,22	0,02	0,17	0,26	0,22	Normal
	Boi [vol/vol]	-	-	1,05	1,25	1,15	Lognormal
		P10	P90				
	Boi	1,07	1,23				
		Mínimo	Más Probable	Máximo	Estimación	Distribución	
GRV	Superficie Área Contractual / Área de Asignación [Acres]	1.665	2.775	3.607	2.682,28	Triangular	

Figura 5.6

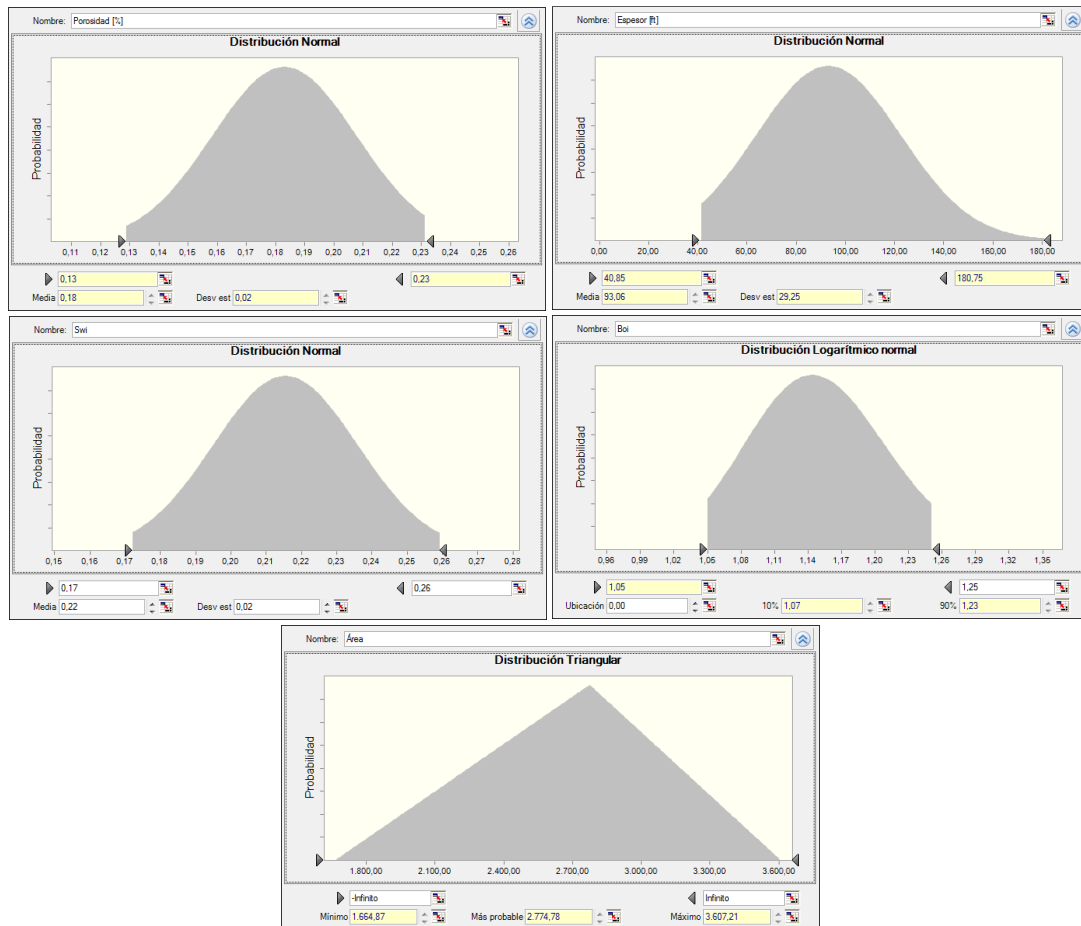
El concepto de STOIP es equivalente al de OIP⁵, y se refiere al contenido de petróleo total en un reservorio. El volumen de crudo no será el mismo en las profundidades del yacimiento que en superficie, una vez extraído, debido a la variación de las condiciones físicas entre ambos lugares. En este sentido, El STOIP o el OIP, miden el volumen de petróleo en número de barriles contenido en la profundidad del reservorio, pero convertido a las condiciones de presión y temperatura en la superficie (15⁰ C y 101,325 KPa⁴³).

De la aplicación de la fórmula 5.2 obtenemos un valor máximo extraíble de recursos STOIP de **247,61 millones de barriles**.

A continuación realizaremos una simulación de Monte Carlo, a cada una de las distribuciones, para obtener, la distribución de probabilidades del volumen de reservas STOIP:

⁴² Anexo B

⁴³ Kilo Pascales



La sensibilidad de cada uno de los parámetros en la simulación ha sido la siguiente:

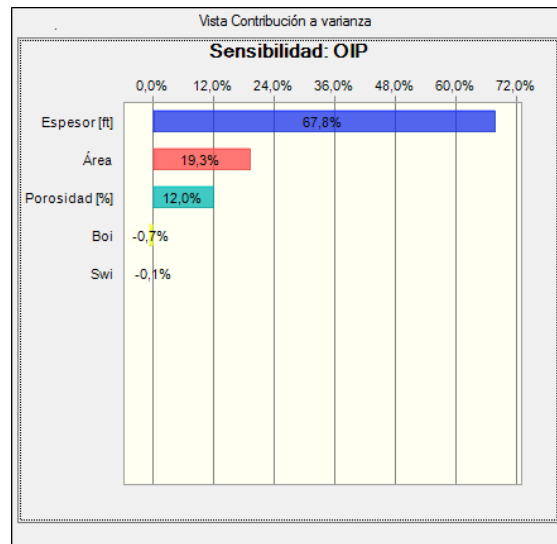
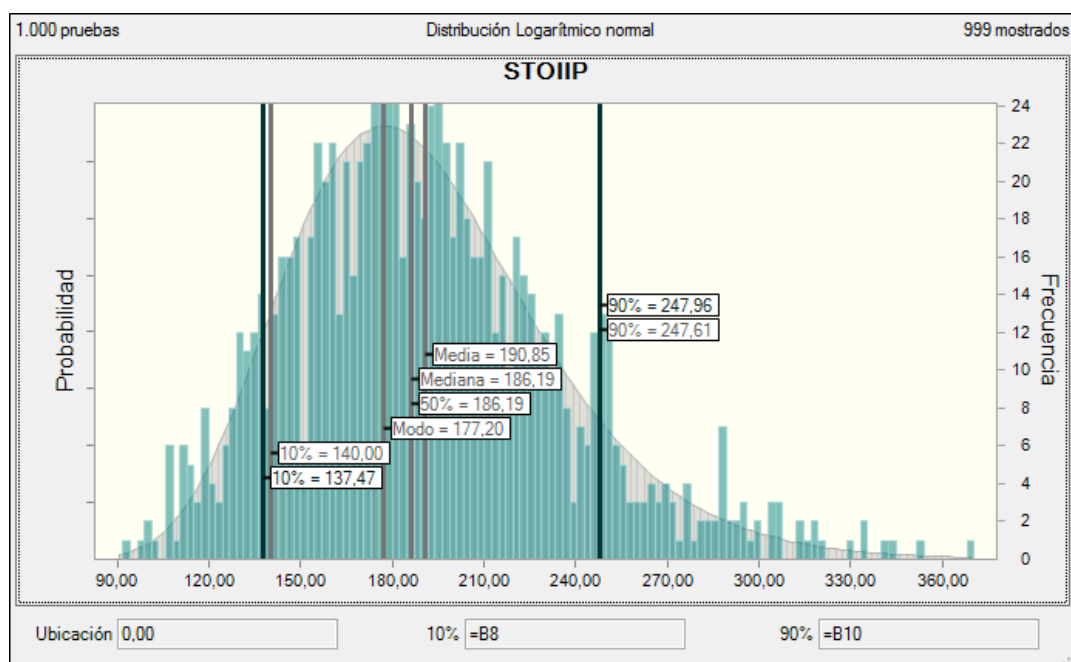


Figura 5.7

El STOIP estimado por Montecarlo, presentaría la distribución de probabilidad:



STOIP no debe ser confundido con el concepto de “reservas”, que son aquellos volúmenes técnica y económicamente recuperables. Es decir las reservas serán el volumen de STOIP realmente recuperables o *después de haber aplicado un factor de recuperación*.

$$\text{Volumen de Reservas} = \text{STOIP} * \text{FR}^{44}$$

Mas allá de esta estimación, el volumen de reservas no puede ser obtenido con exactitud, sino es mediante la perforación de pozos (exploratorios o de *appraisal*).

5.1.3 Cálculo del Factor de Recuperación

Se define como el porcentaje del petróleo que finalmente puede ser extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo en términos de STOIP. El factor de recuperación, varía ampliamente debido a varios factores, como la viscosidad y densidad del petróleo, la presencia o ausencia de un casquete de gas, la presencia y fuerza de una base acuosa, la profundidad y presión, el grado de complejidad del reservorio y la permeabilidad y porosidad de las rocas.

$$\text{Reservas (UR}^{45}) = \text{STOIP} \times \text{FR} \quad (5.3)$$

Podemos hablar de factores de recuperación primaria o secundaria y terciaria (mejorada).

El factor de recuperación primaria se sitúa en el mejor de los casos, entre el 10% y el 40%, actualmente alrededor del 34,5% ⁴⁶. Obviamente, con este porcentaje tan bajo, cualquier mejora podría tener un gran

⁴⁴ Factor de recuperación

⁴⁵ Consultar glosario de términos

⁴⁶ Mariano Marzo, Catedrático de Estratigrafía. Facultad de Geología, Universidad De Barcelona

impacto sobre las reservas recuperables. Un aumento de tan solo un punto porcentual en el factor de recuperación mundial promedio podría suponer un aumento del 6% en las reservas probadas mundiales de petróleo. Este porcentaje equivale a unos 80.000 millones de barriles que representarían dos años del actual consumo mundial. Por lo tanto, un objetivo importante de la recuperación de petróleo es incrementar el factor de recuperación. Como veremos más adelante, la consideración de inversiones accesorias que mejoren el factor de recuperación serán consideradas como parte de la flexibilidad en las decisiones sobre un proyecto de inversión petrolífero, y por lo tanto parte de las opciones de crecimiento asociadas.

Para obtener el factor de recuperación primaria, debemos calcular previamente la producción máxima por cada pozo exitoso (no seco), y la curva de declinación que tendrían en el transcurso de su explotación, ambos datos obtenidos a través de nuestro pozo exploratorio:

5.1.3.1 Casuística de pozos exitosos

Hay que tener en consideración que no todos los pozos resultarán exitosos, aunque una vez probada la existencia de un sistema petrolero, la probabilidad de éxito será alta.

En este cálculo la fortuna juega un papel fundamental, ya que el éxito no solo depende de las estimaciones geológicas, sino que la forma en la que perforemos, la cual puede producir daños durante el proceso que hagan inviable la extracción de crudo. Para estimar que perforaciones serán exitosas o fallidas, estimaremos aleatoriamente en cada caso, unos porcentajes máximos y mínimos de éxito en función de las experiencias obtenidas en los campos adyacentes. De estas cifras calcularemos su percentil cincuenta, y al resultado obtenido le asignaremos valores cero o uno (éxito / fracaso). Los resultados son los mostrados en la Figura 5.8.

5.1.3.2 Producción máxima de un pozo “tipo”

Además de conocer si un pozo será productivo, debemos saber que producción máxima puede extraerse de forma general sobre un pozo considerado como “tipo”.

Para ello aplicaremos una serie de parámetros petrofísicos, a la muestra seleccionada de diez pozos. Dichos parámetros serán analizados de manera similar al OIP, aplicando distintas distribuciones de probabilidad, como reflejamos en la Figura 5.10.

	Min	Max	P50	δ	Éxito / Fracaso
Probabilidad de Éxito					
Pozo 1	41%	100%	71%	0,42	1,00
Pozo 2	67%	76%	72%	0,06	1,00
Pozo 3	51%	100%	76%	0,35	1,00
Pozo 4	48%	79%	64%	0,22	1,00
Pozo 5	20%	92%	56%	0,51	1,00
Pozo 6	39%	75%	57%	0,25	1,00
Pozo 7	12%	72%	42%	0,42	1,00
Pozo 8	69%	84%	77%	0,11	0,00
Pozo 9	11%	70%	41%	0,42	1,00
Pozo 10	3%	71%	37%	0,48	1,00
Pozo 11	0%	84%	42%	0,59	1,00
Pozo 12	21%	78%	50%	0,40	0,00
Pozo 13	10%	99%	55%	0,63	0,00
Pozo 14	22%	83%	53%	0,43	1,00
Pozo 15	30%	90%	60%	0,42	0,00
Pozo 16	48%	95%	72%	0,33	0,00
Pozo 17	6%	72%	39%	0,47	1,00
Pozo 18	40%	71%	56%	0,22	1,00
Pozo 19	69%	73%	71%	0,03	0,00
Pozo 20	62%	98%	80%	0,25	1,00
Pozo 21	61%	89%	75%	0,20	1,00
Pozo 22	58%	89%	74%	0,22	0,00
Pozo 23	12%	94%	53%	0,58	1,00
Pozo 24	39%	89%	64%	0,35	1,00
Pozo 25	51%	82%	67%	0,22	1,00
Pozo 26	20%	71%	46%	0,36	1,00
Pozo 27	55%	77%	66%	0,16	1,00

Figura 5.8

Pozos	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10
Permeabilidad [mD]	314,00	605,00	600,00	712,00	721,00	365,00	457,00	756,00	347,00	590,00
Viscosidad [cp]	104,00	111,00	93,00	92,00	104,00	93,00	128,00	93,00	102,00	95,00
Bo [vol/vol]	1,05	1,17	1,07	1,10	1,07	1,25	1,05	1,06	1,07	1,06
Rd [pies]	5.906,00	5.906,00	5.906,00	5.906,00	5.906,00	5.906,00	5.906,00	5.906,00	5.906,00	5.906,00
Rw [pies]	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Daño S	-2,00	1,00	-1,00	-4,00	1,00	-5,00	4,00	-4,00	-5,00	-1,00
Declinación [%]	0,17	0,16	0,17	0,14	0,11	0,21	0,20	0,25	0,47	0,28
Espesor Efectivo [pies]	1.274,40	1.306,80	1.233,90	820,80	777,60	896,40	1.209,60	1.020,60	772,20	1.517,40

	Min	Max	P10	P90	Estimación	Distribución
Permeabilidad [mD]	314,00	756,00	358,20	711,80	535,00	Normal
Viscosidad [cp]	92,00	128,00	95,60	124,40	110,00	Normal
Bo [vol/vol]	1,05	1,25	1,07	1,23	1,15	Lognormal
Rd [pies]	5.906,00	5.906,00	5.906,00	5.906,00	5.906,00	
Rw [pies]	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	
Daño S	-5,00	4,00	-4,10	3,10	-0,50	Normal
Declinación [%]	0,11	0,47	0,14	0,43	0,25	Lognormal
Espesor Efectivo [pies]	772,20	1.517,40	846,72	1.442,88	860,00	Lognormal
Pws - Pwf	190,94	804,44	252,29	743,09	740,00	Lognormal

Producción (Mbpd)					
Qoi	2,90		b	0,30	

Figura 5.9

Las distribuciones de probabilidad aplicadas a cada parámetro han sido las siguientes:

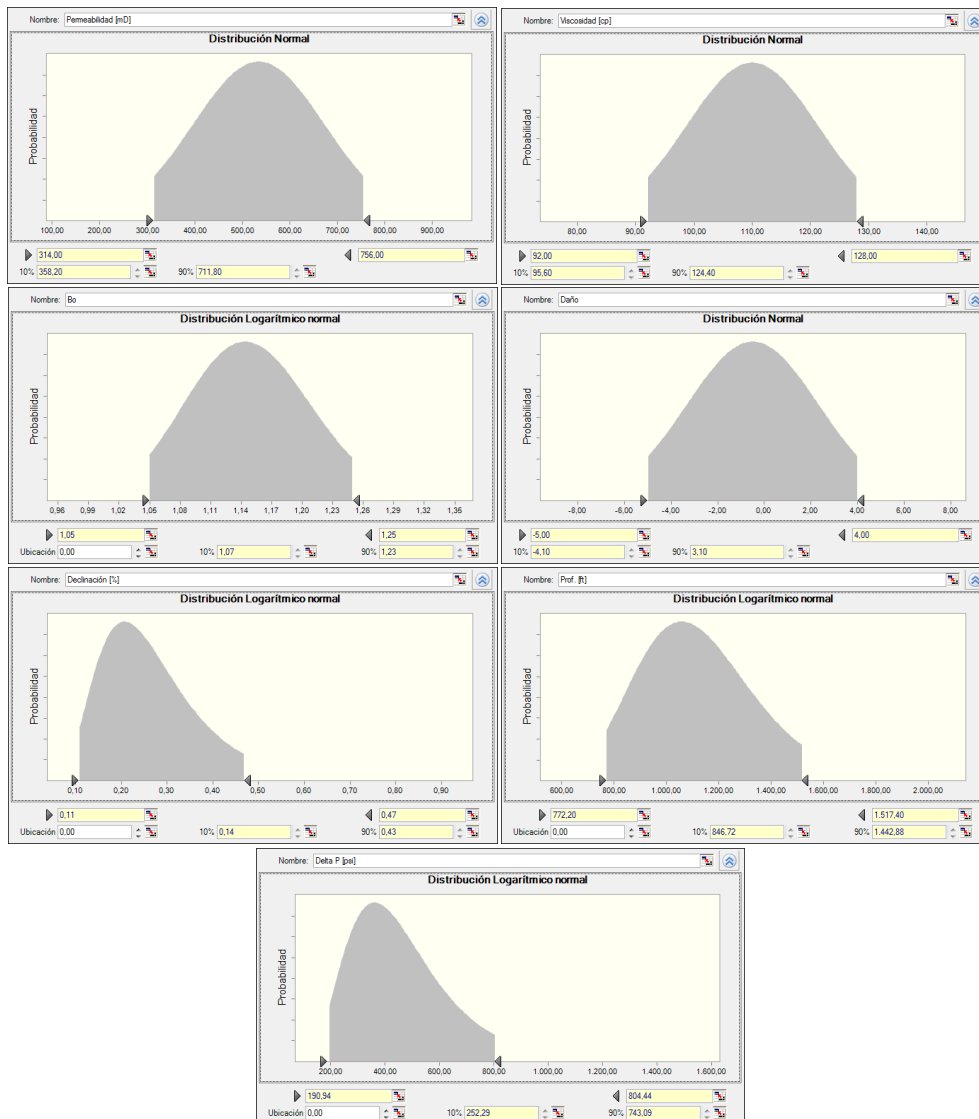


Figura 5.10

De acuerdo a la simulación de los parámetros anteriores y la aplicación de la fórmula geológica (5.2), obtendríamos una producción máxima por yacimiento de **2,9 millones de barriles diarios**.

5.1.3.3 Factor de declinación

Como es lógico la capacidad de producción de cada pozo disminuye con el tiempo, hasta la extenuación, y esta disminución se producirá de acuerdo a una función exponencial de la forma:

$$\text{Declinación} = \text{Producción máxima} - \text{Factor de declinación} * t \quad (5.4)$$

Aplicada a:

- Producción máxima de partida de 2,9 millones de barriles diarios;
- Factor de declinación: 25%, según una distribución logonormal, con percentiles 10 y 90 sobre los valores máximos y mínimos de la muestra de diez pozos⁴⁷.

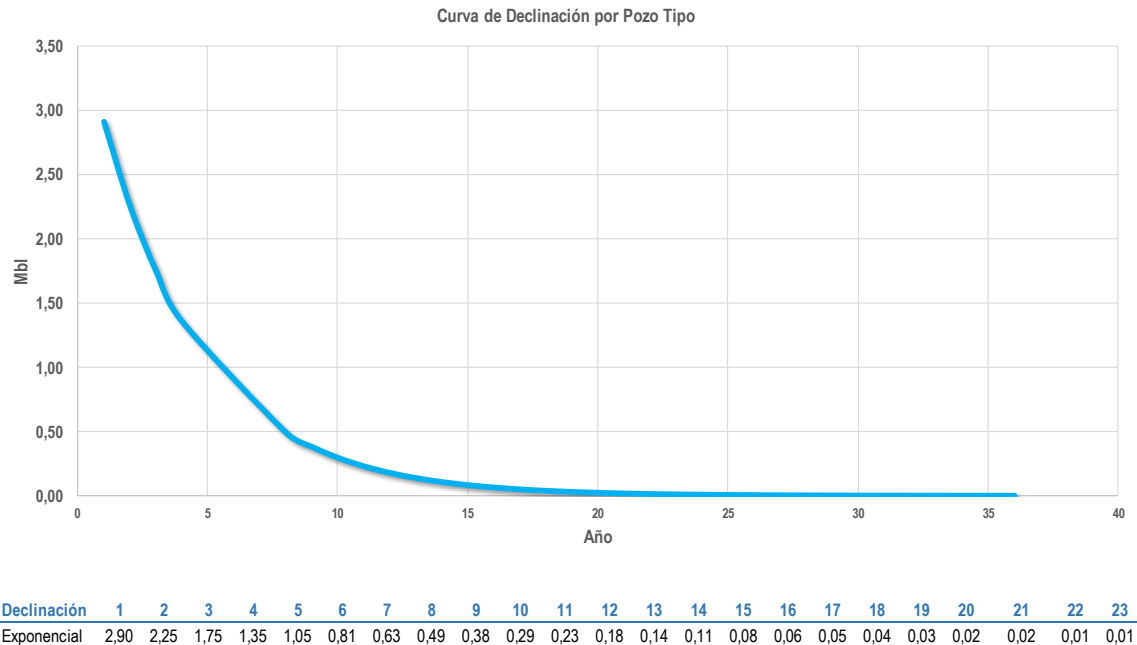


Figura 5.11

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Pozo 1	2.90	2.25	1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 2	2.90	2.25	1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 3	2.90	2.25	1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 4	2.90	2.25	1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 5	2.90	2.25	1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 6	2.90	2.25	1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 7	2.90	2.25	1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pozo 9		2.25	1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 10		2.25	1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 11		2.25	1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 12			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pozo 13			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pozo 14			1.75	1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 15				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pozo 16				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pozo 17				1.35	1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 18					1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 19					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pozo 20					1.05	0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 21						0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 22						0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pozo 23						0.81	0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 24							0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 25							0.63	0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 26								0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Pozo 27								0.49	0.38	0.29	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
Producción	20.33	22.52	19.21	16.25	14.70	13.02	11.36	9.79	7.59	5.88	4.56	3.54	2.74	2.13	1.65	1.28	0.99	0.77	0.60	0.46	0.36
Producción	7.42	15.64	22.65	28.58	33.95	38.70	42.85	46.42	49.19	51.34	53.00	54.29	55.29	56.07	56.67	57.14	57.50	57.78	58.00	58.17	58.30

Figura 5.12

⁴⁷ Valores de referencia un yacimiento terrestre convencional

Una vez estimados los pozos productivos, la producción máxima por cada uno de ellos y la curva de declinación, estamos en disposición de definir, en la Figura 5.13 la producción máxima del yacimiento, en recuperación primaria.

5.1.3.4 Conclusión

Por lo tanto, del volumen bruto de reservas calculadas (247,61 millones de barriles), seríamos capaces de extraer como máximo **58,30 millones de barriles**. Lo que supone un **factor de recuperación primaria del 24%** sobre el total STOIP.

Recordamos que en el punto “fase de desarrollo”, comentamos que el factor de recuperación primaria medio en el mercado está entre un 10% y un 40%, con lo cual nuestro play, en cuanto a este factor, estaría en el rango medio.

Con la información obtenida del pozo exploratorio, consideramos necesario la perforación de un pozo de *appraisal*, con el fin de concretar las estimaciones anteriores y repartir las reservas en función de su recuperabilidad, así como poder preparar y dimensionar adecuadamente las inversiones en desarrollo.

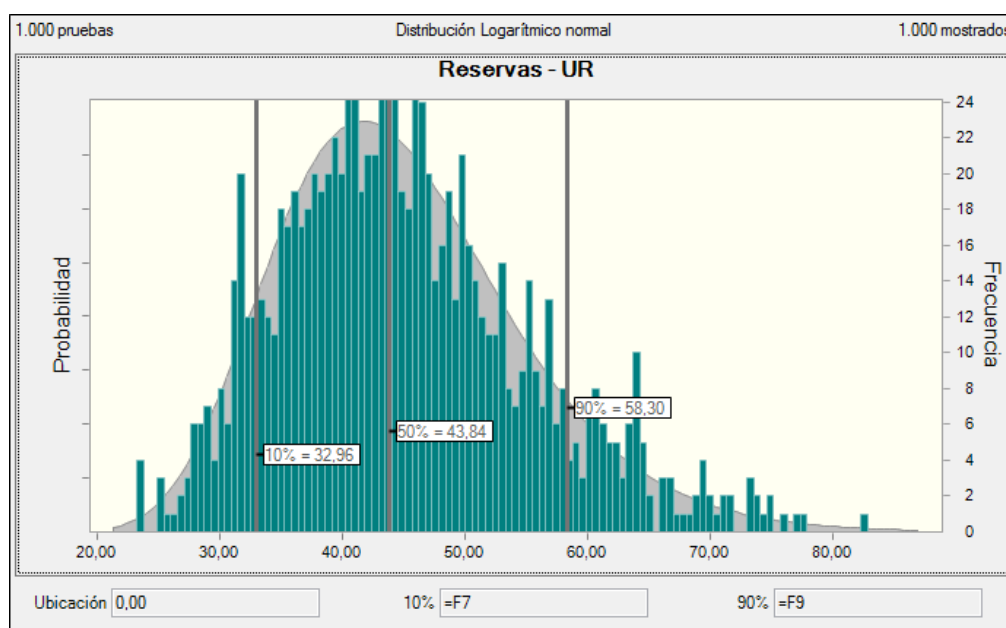


Figura 5.13

5.1.3.5 Conclusión

Según nuestro cálculo probabilístico, de acuerdo a la figura 5.13, el volumen de reservas, en millones de barriles anuales recuperables por tipología, sería como sigue:

- 1P = 32,96

- $2P = 43,84$
- $3P = 58,30$

Correspondientes a reservas P_{90} , P_{50} y P_{10} , y cuya interpretación, sería que tenemos un 90% de probabilidades de obtener, al menos, 34,31 millones de barriles anuales, un 50% de extraer 43,84 y un 10% de extraer 58,30.

Como curiosidad, podemos observar la demostración del Teorema Central del Límite, en este sentido, si tenemos una secuencia de variables aleatorias independientes, aun si cada una se comporta bajo su propia distribución de probabilidad, y contamos con el suficiente número de pruebas todas las distribuciones convergen en el límite, en una normal.

5.2 FASE DE DESARROLLO

En esta fase la incertidumbre vendrá determinada fundamentalmente por la forma en que exploremos el campo, lo cual se define técnicamente como “perfiles de producción”. Cada perfil de producción será un escenario en el cual se desarrollarán las necesidades de OPEX, CAPEX e inversión inicial. La inversión será una decisión crítica para la rentabilidad del proyecto, y se determinará a priori de acuerdo a las necesidades requeridas para la extracción del volumen de reservas recuperable. En este sentido, los estudios de *appraisal*, los cuales definirán con exactitud el volumen de reservas, permitirán dimensionar dicha inversión, reduciendo este foco de incertidumbre.

En cuanto a los perfiles de producción, en la fase de desarrollo se planificarán potenciales inversiones en recuperación mejorada, que serán tenidas en cuenta, y ejecutadas en su caso, durante el periodo de producción.

5.2.1 La recuperación mejorada. EOR⁴⁸

Es la implementación de varias técnicas para el incremento de la cantidad de crudo que puede ser extraída después de una recuperación primaria. De acuerdo con el Departamento de Energía de EEUU, hay tres tipos de EOR: termal, inyección de gas e inyección química. La utilización de técnicas de EOR puede proporcionar una extracción de entre un 30 - 40% de las reservas originales.

En la actualidad, las técnicas EOR representan tan sólo alrededor del 3% ⁴⁹ de la producción mundial de petróleo. Se estima que para el año 2020, EOR representará el 50% de la producción mundial, el cual es patrón de participación es de un 55% para los proyectos térmicos, 35% para los de inyección a gases y 10% para los químicos.

⁴⁸ Consultar glosario de términos

⁴⁹ Enseñanza de las Ciencias de la Tierra, 2008

El siguiente cuadro indica el rango de factores de recuperación que se puede esperar para varios tipos de petróleo:

TIPO DE CRUDO	Primaria (% de crudo in-situ)	Secundaria (% extra de crudo in-situ)
Extra Pesado	1 - 5	-
Pesado	1 - 10	5 - 10
Medio	5 - 30	5 - 15
Liviano	10 - 40	10 - 25

Fuente: Schlumberger

En nuestro caso particular, y en función de la declinación productiva de los pozos, planeamos realizar una recuperación secundaria, incrementando la extracción por medios alternativos, de acuerdo a los siguientes porcentajes:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Producción sin EOR	7,4	15,6	22,7	28,6	33,9	38,7	42,8	46,4	49,2	51,3	53,0	54,3	55,3	56,1	56,7	57,1	57,5	57,8	58,0	58,2	58,3
Producción con EOR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	77,0	79,5	81,4	82,9	72,9	73,7	74,3	74,8	75,1	75,4	75,6	75,8
<i>Factor de mejora</i>										1,5x	1,5x	1,5x	1,5x	1,3x	1,3x	1,3x	1,3x	1,3x	1,3x	1,3x	1,3x
Inversión EOR (millones)										45				45							

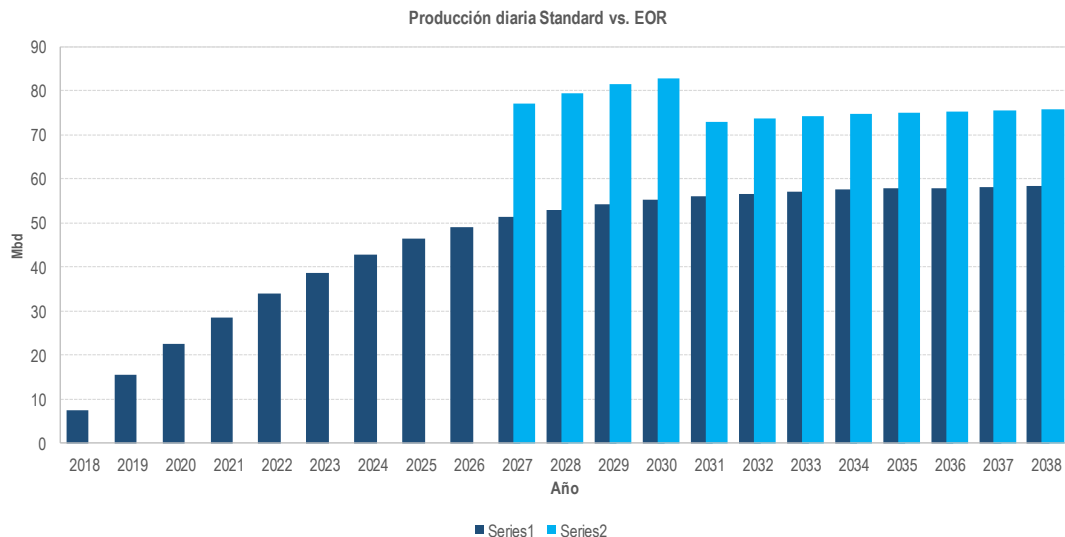


Figura 5.15

Como podemos observar en el gráfico anterior, realizamos inversiones en EOR en los años 2027 y 2031 por importe de cuarenta y cinco millones de dólares, que supondrán incrementos en la producción de un 50% y un 30% respectivamente.

Por lo tanto, en recuperación secundaria llegamos a extraer hasta un 31% del OIP, respecto a la extracción primaria. Estas cifras se encuentran entre los estándares de la industria.

5.2.2 Conclusión

Como conclusión final respecto al volumen de reservas que podrían ser operadas en nuestro proyecto de inversión, se estiman los siguientes datos fundamentales en millones de barriles:

1. Un volumen de recursos **OIP o STOIP de 247,61.**
2. Un volumen de reservas efectivamente recuperables en fase primaria de **58,30.**
3. Un volumen de reservas efectivamente recuperables en fase secundaria de **75,8.**

5.2.3 Estimación del volumen de recursos contingentes y prospectivos

En cuanto a los recursos, la estimación del volumen sigue la misma metodología que las reservas, pero la certeza será mucho menor, ya que en el momento de la estimación carecen de viabilidad comercial, en el caso de los contingentes, o incluso albergan duda sobre su descubrimiento efectivo, en el caso de los prospectivos.

	Para 50	μ	δ	Min	Max	Estimación	Distribución
ϕ	Porosidad [%]	0,210	0,03	0,15	0,23	0,20	Normal
N/G	Espesor [pies]	111,67	35,10	46,98	180,75	112,25	Normal
	Swi [%]	0,24	0,02	0,19	0,26	0,23	Normal
	Boi [vol/vol]	-	-	1,10	1,31	1,20	Lognormal
		P10	P90				
	Boi	1,12	1,29				
		Mínimo	Más Probable	Máximo	Estimación	Distribución	
GRV	Superficie Área Contractual / Área de Asignación [Acres]	2.164	3.607	4.689	3.486,97	Triangular	

Figura 5.17

A partir de las distribuciones combinadas de cada uno de los factores, aplicaremos la fórmula desarrollada anteriormente, obteniendo un volumen de recursos prospectivos **de 388,42 millones de barriles.**

Los percentiles fijados para la simulación son diferentes a los determinados para las reservas, considerando el mayor riesgo inherente.

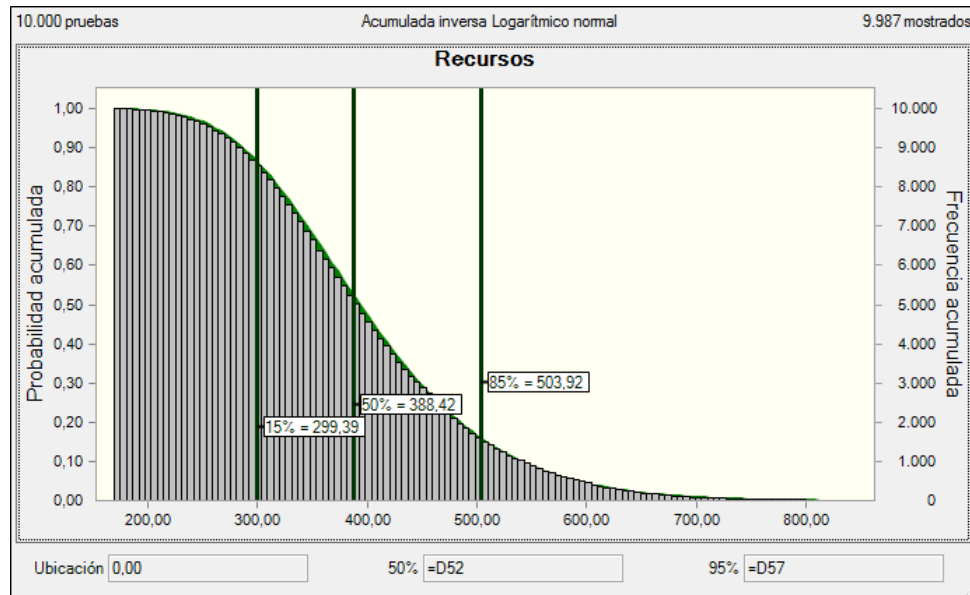


Figura 5.18

5.3 FASE DE EXPLOTACIÓN

En la fase de explotación o comercialización, la incertidumbre del proyecto vendrá explicada casi en exclusiva por variables macroeconómicas, y de forma muy destacada por la variación de los precios del barril⁵⁰ de crudo. En menor medida por los tipos de cambio de las divisas frente al dólar norteamericano y los tipos de interés relativos a las políticas monetarias puestas en funcionamiento por los diferentes gobiernos.

La única variable operativa con participación en la incertidumbre en esta fase del proyecto, serán las decisiones asociadas a la recuperación mejorada.

Obviamente la evolución estructural de los mercados hasta llegar a la profundidad actual, ha tenido una influencia directa en la actual formación de los precios del crudo, por lo tanto es necesario comprender la evolución histórica de la industria para estudiar la definición de precios actual.

Empezaremos por realizar una sinopsis de la evolución de los mercados del crudo hasta la actualidad, para después enlazar con una descripción particular de aquellas situaciones que históricamente han tenido un impacto crítico en los precios. Posteriormente, centraremos nuestro análisis en la formación de los precios en la actualidad, y nuestra opinión sobre su futuro inmediato.

⁵⁰ Un barril equivale a 159 litros de petróleo (42 galones)

5.3.1 Los mercados

5.3.1.1 *Evolución histórica*

Desde 1870, año de la fundación de la Standard Oil Company, y hasta la Segunda Guerra Mundial, los precios eran fijados por las principales compañías productoras, bautizadas por Enrico Mattei⁵¹ como las “Siete Hermanas”⁵², las cuales ejercían un control monopolístico completo sobre la producción, el refino y la distribución.

Una vez terminada la IIGM, y después de varias fusiones, sobreviven cuatro (ExxonMobil, Chevron, Royal Dutch Shell, y BP), que hasta 1960, se reparten el mercado global como un verdadero cartel, comunicando a los compradores su disposición a vender cierta cantidad de petróleo a un precio determinado.

Desde 1960, con la creación de la OPEP⁵³, las fuerzas se equilibran, y hasta 1988, es esta organización la que controla la determinación de los precios.

Durante la década de los setenta, los países árabes culminan los procesos de nacionalización (aún así, recordemos que Arabia Saudí adquiere el 100% de las acciones de Aramco en 1980, y el control de la gestión de los activos productivos en 1988. De esta forma la OPEP⁵⁴ adquiere influencia y capacidad suficiente para el ejercicio de medidas de presión, como el embargo de 1973, cuando los precios llegan a triplicarse.

De mediados de los setenta a mediados de los ochenta, la producción fuera de la OPEP se incrementa considerablemente. EE.UU adopta medidas contra la dependencia de la OPEP después del embargo sufrido en 1973, y la estructura del mercado cambia. Algunos gobiernos reclaman control en las compañías concesionadas, y nace el concepto de Oficial Selling Price (OSP⁵⁵) o Government Selling Price (GSP).

En 1985, la OPEP reacciona e intenta mantener su cuota de mercado, imponiendo un sistema “netback pricing”, diferente al de “precio fijo”, que venía negociando con sus socios norteamericanos, pero esta medida colapsa los precios en 1986, cediendo al actual sistema de “precios de mercado. En cualquier caso, actualmente la OPEP sigue teniendo una influencia determinante en los precios, considerando que produce más del 40% de lo que consume el mercado, y teniendo el 73% de las reservas mundiales.

⁵¹ Presidente de ENI en los años 50

⁵² Llamadas “Posted Prices”. Esso, Royal Dutch Shell, Anglo-Iranian Oil Company (AIOC), Mobil, Chevron, Gulf, Texaco

⁵³ Miembros fundadores: Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela. Miembros actuales: Argelia, Angola, Ecuador, Indonesia, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Catar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Venezuela

⁵⁴ Organización de Productores de Petróleo. Sus siglas en inglés son OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries)

⁵⁵ Ver glosario de términos

El netback establece los precios del crudo de acuerdo a los márgenes de los productos refinados en el cliente final, es un cálculo inverso. Este sistema es adecuado si la decisión estratégica es ganar cuota de mercado en un corto periodo de tiempo, ya que se incentiva la venta del retailer, independientemente de la situación del mercado primario. Pero es una política arriesgada, ya que el incremento de la venta de productos refinados, provoca constantes negociaciones con el productor para ajustar precios a la baja, sabiendo que ellos mantendrán el margen. En un caso extremo, es el retailer el que fija los precios, con lo cual las referencias del productor desaparecen.

5.3.1.2 *Tipos de mercado*

De forma genérica, los mercados para la transacción de crudo se pueden clasificar desde tres puntos de vista: (i) según se realice o no la entrega física del producto, será un mercado **físico o financiero**, (ii) según el pago sea al contado o en diferido, será un mercado **spot o a plazo**, y finalmente, (iii) dependiendo de si es un mercado regulado o no, serán mercados **organizados o bien OTC**.

Considerando los tres enfoques, identificamos tres tipos de mercados:

5.3.1.2.1 Mercado spot

Es un mercado no organizado y muy poco transparente, donde comprador y vendedor acuerdan un precio spot al contado, con entrega física e inmediata (entre uno y dos meses) del crudo. El precio spot acordado en las transacciones es recogido por las PRAs, que lo utilizarán como información para la determinación de los índices, los cuales son consultados por los agentes y traders en la negociación de operaciones a plazo, futuros y operaciones OTC. Actualmente el mercado spot sólo supone un 10-15% del total de las operaciones.

Los mercados spot se ubican geográficamente en:

- Europa: los mercados del Mediterráneo (MED), cuyo centro teórico sería Génova, y Noroeste de Europa (NWE). Ámsterdam-Róterdam-Amberes (denominado eje ARA).
- En América: Golfo de México (USGC), Nueva York (NY) y Costa Oeste (West Coast).
- En Asia: el mercado de referencia es Singapur. En Oriente Medio: el más importante es el del Golfo.

Principales mercados spot internacionales y principales tipos de crudo

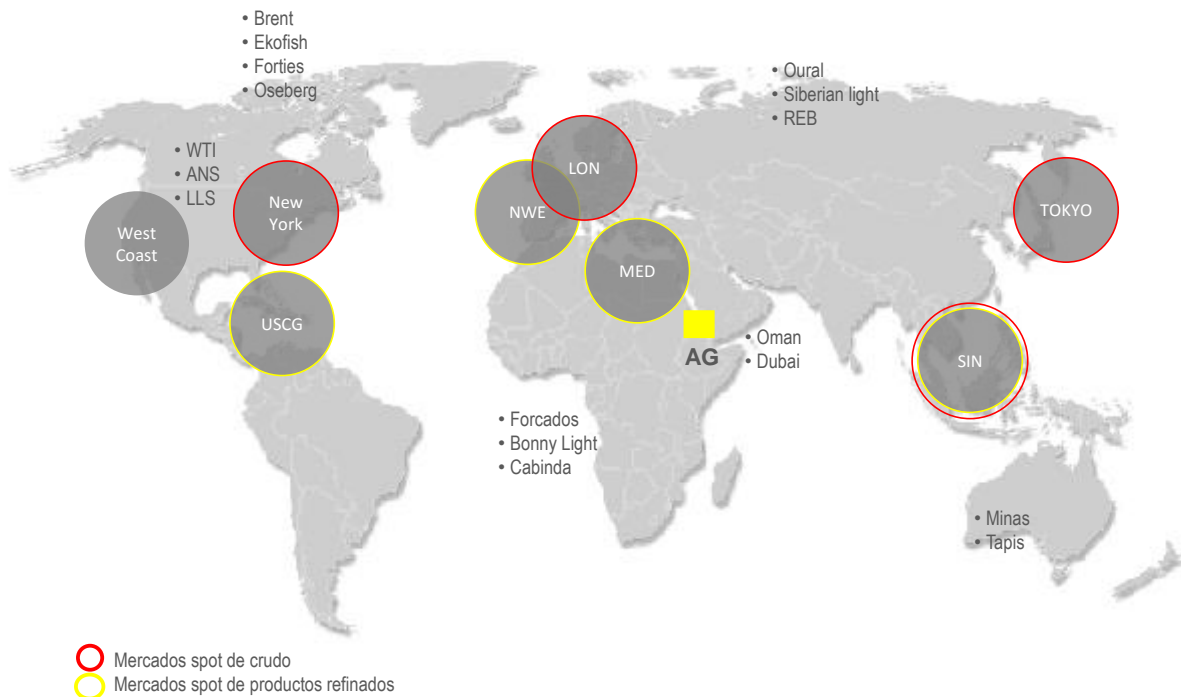


Figura 5.19

5.3.1.2.2 Mercado a plazo

Es un mercado no organizado donde se negocian contratos para entregas sucesivas. El precio se determina de acuerdo a un método denominado “fórmula de precio (FP)”⁵⁶, que relaciona el momento de las entregas con los precios de los índices vigentes en cada momento ajustados por primas o descuentos dependiendo del tipo y calidad del crudo. Los contratos especificarán el tipo de crudo, el número de entregas y sus fechas, la determinación del precio, y las medidas en caso de incumplimiento.

Tanto las transacciones spot como a plazo, pertenecen al ámbito “físico”, ya que el objetivo final de las operaciones es la entrega física del crudo. Estos mercados son exclusivamente accesibles a grandes operadores del sector (refinerías) y a inversores institucionales o gobiernos. En el caso de inversores de pequeño tamaño, el modo de inversión se reducirá a productos derivados llamados CFD⁵⁷, operados por un intermediario, o trader, en una plataforma en línea donde se liquidarán las diferencias entre el precio de la compra y a la venta del activo financiero. Es decir, para un inversor ordinario, dejará de ser un mercado “físico” para ser un mercado “financiero”, ya que no se realizará la entrega del crudo.

⁵⁶ Consultar glosario de términos

⁵⁷ Contract For Difference. Es un contrato que no permite comprar barriles de petróleo, sino especular con la cotización del petróleo en uno o varios de los mercados spot intercambiando la diferencia del precio en el momento de apertura del contrato y el precio en el momento de cierre del mismo.

5.3.1.2.3 Mercado de futuros

Mercados a plazo y mercados a futuro son ambos mercados temporales, pero mientras el primero es un mercado no organizado y por tanto con mayor riesgo, el segundo es organizado con unos sistemas de contratación, compensación y liquidación establecidos (ver Figura 5.20⁵⁸). Además, a diferencia de los mercados spot y a plazo, el mercado de futuros es un mercado “financiero”, ya que el fin de las operaciones no es la entrega del crudo, sino la especulación.

Los productos que se negocian en este mercado se denominan derivados, y los más utilizados son los futuros, opciones y swaps, negociados en mercados organizados, siendo los principales por volumen negociado: el New York Mercantil Exchange (NYMEX) en Nueva York y el Intercontinental Exchange (ICE) en Londres, aunque actualmente operan el Singapore Exchange (SGX), el Dubai Mercantile Exchange (DME) y el Tokyo Commodity Exchange (TOCOM). A nivel regulatorio el NYMEX está bajo supervisión de la Commodity Futures Trading Commission (CFTC) y por la National Futures Association (NFA). El ICE por su parte es supervisado por la Financial Services Authority (FSA) y por la CFTC en Estados Unidos.

	ORGANIZADOS	OTC
	Mercado a futuros	Mercados a plazo
<i>Sede de la negociación</i>	Bolsas o mercados organizados	Directo, participan grandes empresas e instituciones
<i>Riesgo de contrapartida</i>	Contra la bolsa (solventía elevada)	Al operar con contrapartida se asume riesgo de crédito
<i>Estandarización</i>	Contratos predefinidos y las partes se sujetan a dichas condiciones	Contratos únicos y hechos a medida de las partes
<i>Transferabilidad</i>	Totalmente transferibles a un coste reducido mediante la bolsa respectiva	Difícilmente transferibles y sujeto a que las partes otorguen su consentimiento
<i>Apalancamiento</i>	La operación se cancela con la entrega del producto	La operación se cancela con la compra de posiciones contrarias a las propias
<i>Vencimiento</i>	Independientemente de la fecha de contratación tiene un programa de vencimiento establecido	Acordado, ya sea a uno, dos, tres o X meses

Figura 5.20

⁵⁸ Según Brown y Errera (1987)

Dentro del mercado de futuros, pero careciendo de regulación y supervisión, encontramos los mercados OTC⁵⁹. Aparecen en las dos últimas décadas como alternativa a los mercados organizados y en los últimos años han incrementado su actividad de forma extraordinaria siendo actualmente, por volumen de negociación, diez veces el PIB mundial y diez veces el mercado organizado. En estos mercados se negocian swaps, forward y opciones. Figura 5.20

5.3.2 El precio

5.3.2.1 Evolución histórica

En cuanto a los precios del petróleo, su rango de variación es extraordinariamente amplio, observando como a lo largo de la historia ha oscilado aproximadamente entre los 20 y los 150 dólares por barril. En este sentido cabe preguntarse como se han formado históricamente, y se forman actualmente, los precios del petróleo.

Durante la mayor parte del siglo XX, en concreto de 1876 a 1971, el precio del petróleo se mantuvo estable en torno a los 20 dólares el barril. No obstante, la variación de los precios de 1971 a 1986, y sobre todo a partir de 2005, es extraordinaria. Seleccionaremos algunos momentos históricos de especial relevancia:

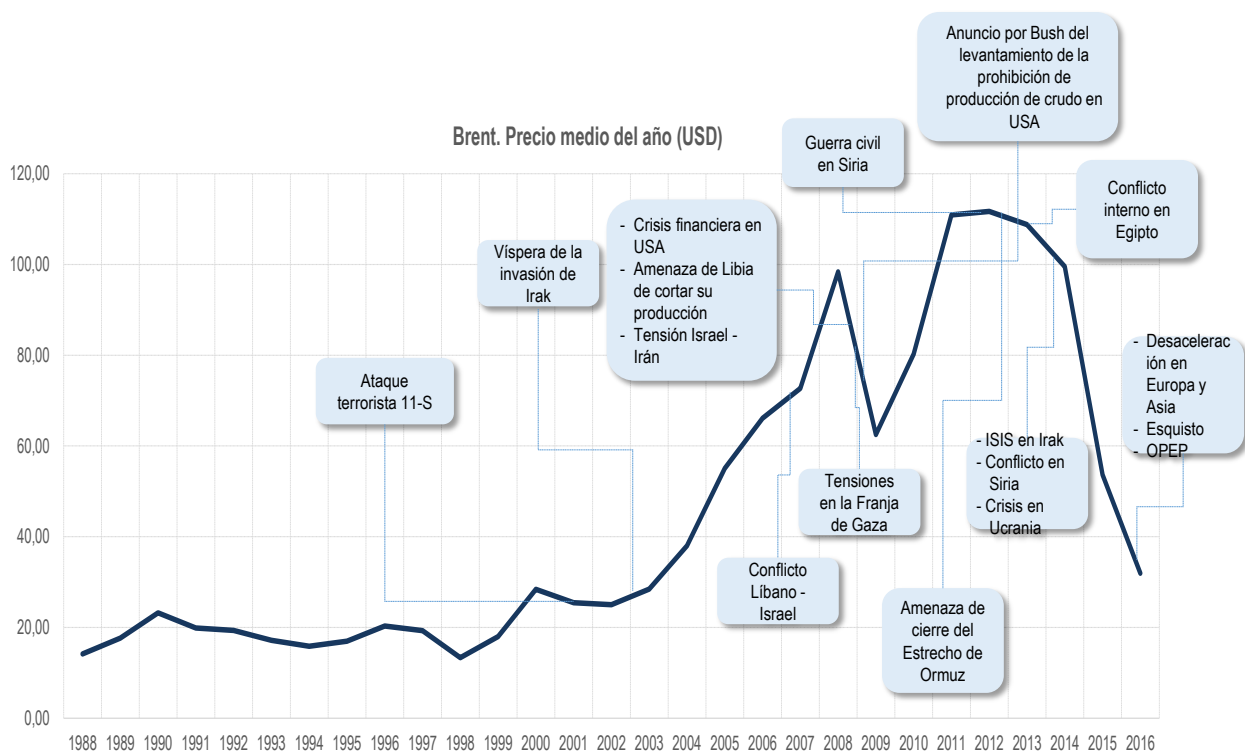


Figura 5.21

⁵⁹ Over The Counter

- La crisis del petróleo de 1973: Primera crisis del petróleo. Comenzó a raíz de la decisión de la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo (OPEP), más Egipto, Siria, Túnez e Irán, de no exportar más petróleo a los países que habían apoyado a Israel durante la guerra del Yom Kippur, que enfrentaba a Israel con Siria y Egipto. Esta medida incluía a Estados Unidos y a sus aliados de Europa Occidental.

El aumento del precio, unido a la gran dependencia que tenía el mundo industrializado del petróleo, provocó un fuerte efecto inflacionista y una reducción de la actividad económica de los países afectados. Estos países respondieron con una serie de medidas permanentes para frenar su dependencia exterior.

- La crisis del petróleo de 1979: Segunda crisis del petróleo. Se produjo bajo los efectos conjuntos de la revolución iraní y de la guerra Irán-Irak. El precio del petróleo se multiplicó por 2,7 desde mediados de 1978 hasta 1981. El 8 de septiembre de 1978, es el Viernes Negro en Teherán, se producen revueltas en contra del Sha duramente reprimidas por el ejército. En noviembre, los trabajadores de las refinerías iraníes se declaran en huelga, pasando la producción de 6 millones de barriles diarios a 1,5. Finalmente, el Sha huye del país el 16 de enero de 1979.
- 1980 Guerra Iran – Irak: El 22 de septiembre de 1980 comienza la guerra entre Irán e Irak, y el precio del barril de petróleo alcanza los 39 dólares (108 dólares de marzo de 2016). La congelación de exportaciones iraníes provoca la casi instantánea subida de precios, lo que afecta al mercado global del petróleo.
- Guerra del Golfo Pérsico 1990 – 1991: El inicio de la guerra comenzó con la invasión iraquí a Kuwait, el 2 de agosto de 1990. Irak fue inmediatamente sancionado económicamente por las Naciones Unidas. La guerra no se expandió fuera de la zona de Iraq-Kuwait-Arabia, aunque algunos misiles iraquíes llegaron a ciudades israelíes. Las causas de la guerra, e incluso el nombre de ella, son aún temas de controversia.
- Invasión de Irak 2003: La invasión de Irak provocó una fractura política entre las grandes potencias, que se dividieron entre aquellas que se opusieron activamente a la invasión, como lo fueron Francia, Bélgica, Alemania, Rusia, China, y aquellos que sí apoyaron públicamente a los Estados Unidos, como fue el caso de Reino Unido, España, Polonia, Portugal y demás naciones que integraron la coalición.
- Burbuja de precios 2004 – 2008: El precio del petróleo rondaba los 25 dólares en septiembre de 2003. A mediados de agosto de 2009, el precio subió por encima de los 60 dólares por barril, estableciendo el récord absoluto el 29 de agosto de 2005, con una cotización de 70,85 dólares.

Los argumentos que se solían dar para explicar los precios eran los huracanes que han afectado al golfo de México (en especial el Katrina), donde existe la mayor concentración de refinerías de todo EE.UU. Los incendios y posibles intentos de ataques terroristas contra las refinerías fueron otro argumento. Sin embargo, muchos expertos creen que estos problemas pueden empujar al alza los precios de forma coyuntural, pero no explicarían en su totalidad el incremento.

Morgan Stanley en julio de 2005, opinaba que la cotización es puramente especulativa, adelantándose a un fuerte crecimiento de la demanda en China e India. Este banco de inversión, dijo en el mismo informe, que si al final la demanda no crecía tanto como se espera, los precios descenderían bruscamente.

- Alza de precios 2009-2013: Después de que en diciembre de 2008 el precio estuviera por debajo de los 35 dólares por barril, posteriormente aumentó gracias a la reactivación de las economías al salir de la recesión económica, el incesante aumento de la demanda por parte de las economías emergentes, los sucesos de la primavera árabe y la crisis diplomática por el programa nuclear de Irán de 2011-2013.
- Desplome de precios: Desde 2014 se observó una depreciación de todas las materias primas, en la que se incluía principalmente el petróleo. Entre los factores que produjeron este fenómeno:
 - La desaceleración económica China⁶⁰ y la caída de la demanda en Europa⁶¹.
 - Las medidas de contención de la UE para salir de la crisis y prevenir futuras tensiones en una economía muy débil y dañada después del 2008. Tengamos en cuenta que Las naciones del G-8 expresaron su descontento por el alza del petróleo y pidieron al FMI, el Banco Mundial y la OCDE estudiar cómo se puede intervenir para bloquear esta especulación generada por los fondos de cobertura⁶².
 - El aumento de la producción de petróleo no convencional y esquisto en Estados Unidos y la reacción de Arabia Saudita para contener este fenómeno.
 - La guerra de divisas, y la depreciación de éstas frente al dólar.
 - El tráfico barato de ISIS⁶³.
 - La mejoría de las relaciones de Occidente con Irán⁶⁴ y el aumento de producción de sus recursos contribuyó más a ésta caída de precios.

⁶⁰ www.cnnexpansión.com (29 de diciembre de 2015) «¿Por qué caen el cobre, aluminio, oro y petróleo?».

⁶¹ www.El financiero.com.mx (29 de diciembre de 2015) «¿Por qué el precio del petróleo bajó tanto y tan rápido?».

⁶² Reuters (8 de julio de 2009). «G8 discute bloquear especulación en mercados petroleros: Italia».

⁶³ www.eleconomista.es. (29 diciembre de 2015) ISIS estaría entre los 9 productores más grandes de la OPEP

⁶⁴ www.expansión.com. David Page (2012) ¿Viene otra gran recesión? Europa se la juega en Irán.

5.3.2.2 Factores de influencia en los precios del petróleo

Las razones de que el precio del crudo se comporte de una manera extraordinariamente volátil, no se deben a la confluencia de dos o tres medidas macroeconómicas o geopolíticas explícitas, sino, y como veremos, a la combinación de muchos aspectos distintos, unas veces inesperados, otras veces provocados (especulación), que han jugado y jugarán de distinta forma a lo largo de la historia.

Los denominados *factores explícitos*, los podríamos agrupar fundamentalmente en cuatro:

1. Crecimiento económico de los principales países consumidores⁶⁵: los cinco principales consumidores de petróleo, y sus cifras históricas y previstas de crecimiento del PIB, en orden descendente son como muestra la Figura 5.23:

PIB real consumidores de petróleo

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
USA	4,1%	1,0%	1,8%	2,8%	3,8%	3,3%	2,7%	1,8%	-0,3%	-2,8%	2,5%	1,6%	2,3%	2,2%	2,4%	2,6%	2,8%	2,8%	2,7%	2,2%	2,0%
China	8,4%	8,3%	9,1%	10,0%	10,1%	11,4%	12,7%	14,2%	9,6%	9,2%	10,6%	9,5%	7,8%	7,7%	7,3%	6,8%	6,3%	6,0%	6,1%	6,3%	6,3%
Japón	2,3%	0,4%	0,3%	1,7%	2,4%	1,3%	1,7%	2,2%	-1,0%	-5,5%	4,7%	-0,5%	1,8%	1,6%	-0,1%	0,6%	1,0%	0,4%	0,7%	0,9%	0,7%
India	3,8%	4,8%	3,8%	7,9%	7,9%	9,3%	9,3%	9,8%	3,9%	8,5%	10,3%	6,6%	5,1%	6,9%	7,3%	7,3%	7,5%	7,5%	7,6%	7,7%	7,7%
Rusia	10,0%	5,1%	4,7%	7,3%	7,2%	6,4%	8,2%	8,5%	5,2%	-7,8%	4,5%	4,3%	3,4%	1,3%	0,6%	-3,8%	-0,6%	1,0%	1,5%	1,5%	1,5%

Figura 5.22

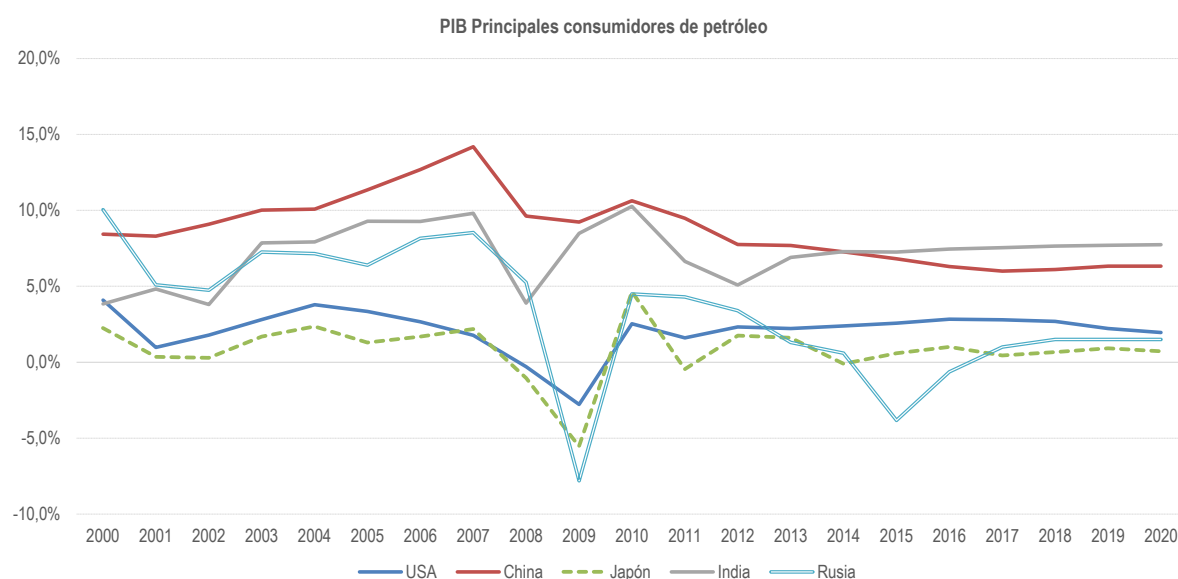


Figura 5.23

Como podemos observar China y Japón, y en el mismo sentido Europa, se acercan a “*La trampa de la liquidez Keynesiana*”⁶⁶, donde los tipos de interés a la baja provocan la devaluación de sus monedas, en un intento para dinamizar las exportaciones y en último caso la economía. La realidad, en cambio,

⁶⁵ International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, October 2015

⁶⁶ Los tipos de interés tienden a cero, los inversores prefieren conservar el dinero que invertirlo, de forma que la masa monetaria no dinamiza la economía. Es uno de los últimos fracasos de las políticas monetarias internacionales

está siendo muy diferente, ya que la pérdida de valor de las monedas de estos países frente al dólar está provocando la desaceleración de la demanda y las inversiones.

En el caso del petróleo, referenciado al dólar, estas medidas han motivado la caída de la demanda, y por consiguiente el descenso de los precios.

Si observamos la correlación del PIB de los diferentes países con la evolución del precio de la Mezcla Mexicana de Petróleo (MMP):

Correlaciones													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
USA	100%	98%	78%	52%	17%	-47%	-46%	-36%	-29%	-20%	-15%	-12%	-13%
China	100%	87%	94%	98%	99%	47%	39%	37%	18%	-7%	-20%	-28%	-20%
Japón	89%	95%	51%	50%	62%	-30%	-33%	-6%	-14%	-6%	-2%	-4%	-4%
India	78%	80%	84%	82%	84%	9%	13%	26%	13%	-3%	-5%	-4%	-4%
Rusia	84%	81%	49%	73%	82%	22%	-16%	-16%	-15%	-18%	-25%	-30%	-20%
Promedio correlación	92%	88%	71%	71%	68%	0%	-9%	1%	-5%	-11%	-13%	-16%	-12%

Figura 5.24

Vemos que la correlación con esta variable es muy fuerte durante los periodos de 2003 a 2007, cambiando radicalmente la tendencia a partir del 2008, donde la correlación es negativa. Obviamente el comportamiento de ambas variables no es igual en periodos de crecimiento que de desaceleración, donde las medidas correctoras impuestas por los países desvirtúan estos comportamientos. En este sentido, y ante la expectativa de un incremento de la demanda de los países emergentes, principalmente China (Figura 5.25), los inversores se posicionaron claramente como compradores, elevando el precio del crudo de forma anticipada. Al no cumplirse esta previsión, el precio del crudo ha descendido bruscamente, pero el ajuste de los mercados no se ha producido de forma inmediata.

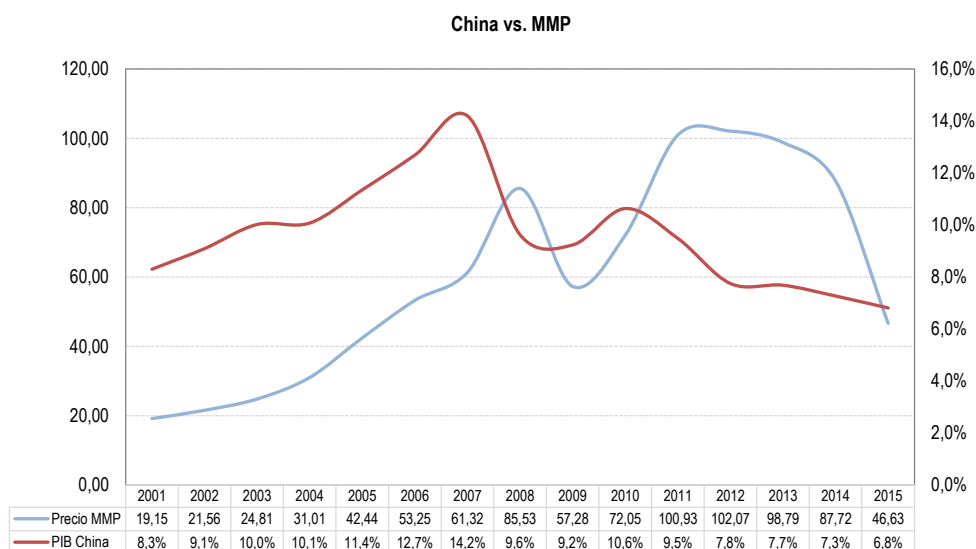


Figura 5.25

Como defendemos en nuestra Tesis, este cambio de tendencia, se explicaría por la desregulación y, en consecuencia, extraordinaria proliferación de los instrumentos derivados de cobertura en mercados OTC.

2. Relación del precio de crudo con la cotización del dólar: La importancia del dólar estadounidense se determina, como hemos apuntado, por el hecho de que los precios de muchas mercancías se denominan en esta moneda. Debido a esto, muchos países guardan grandes cantidades de dólares como reservas (el primer país es China), que son usadas para comprar estas mercancías sin la necesidad de conversión. Si la denominación se cambiara a otra divisa, muchos países venderían sus reservas en dólares causando la caída de esta moneda. Este efecto, es el motivo de la llamada “guerra de divisas”. Recordemos algunos hechos:

- Desde 1971, cuando se abandonan los acuerdos Breton Woods, en los cuales se había decidido adoptar el dólar estadounidense como divisa internacional, su valor “teóricamente” deja de estar ligado a ninguna mercancía, en la práctica se ha ligado al petróleo de Medio Oriente, desde los acuerdos de 1974 en los cuales Estados Unidos se compromete a garantizar la seguridad de la monarquía en Arabia Saudita.
- En el año 2000, Irak convirtió todas sus transacciones petroleras a euros. Una de las primeras medidas después de la invasión fue convertir de nuevo todas estas transacciones a dólares.
- El 20 de marzo de 2006 Irán plateó una bolsa internacional de petróleo negociada en euros. Algunos expertos aseguran que el interés principal de EEUU en el derrocamiento del régimen iraní descansa en esta razón. Obviamente el levantamiento de las sanciones a Irán ha venido acompañado del abandono de esta iniciativa y la continuidad del dólar.

Todos estos hechos, obligan a los países a la compra de grandes cantidades de reservas en dólares, y por lo tanto al mantenimiento de un dólar fuerte. Según el Profesor Erik Behar, la llamada “*regla de oro*” nos dice que la cotización del dólar y el precio del petróleo, se comportan de manera inversa. Observemos Figura 5.26:

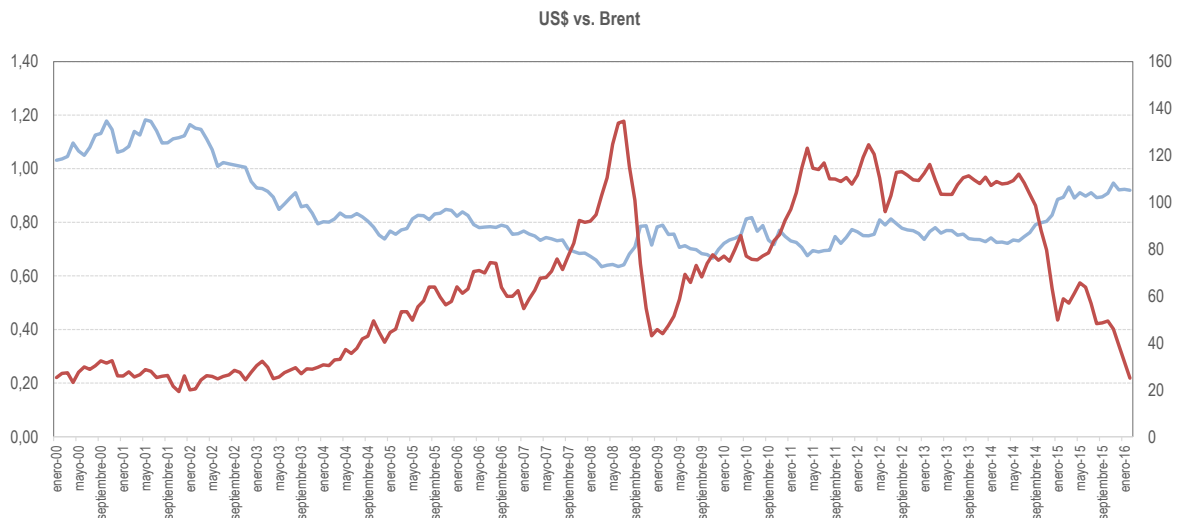


Figura 5.26

Como vemos, esta regla se cumple sobre todo en el 2008, parcialmente del 2011 al 2013, y con fuerza en 2015. Por lo tanto, no podemos hablar de una confirmación absoluta, lo cual apunta a otros factores que influyen sobre los precios del dólar y el petróleo.

3. Sustitución de *commodities* por divisas en las estrategias de inversión: Ambas alternativas, divisas y petróleo son garantías de inversión. La baja rentabilidad del petróleo y la alta rentabilidad actual del dólar, disminuyen la atracción del inversor por la primera opción, y por lo tanto su demanda, llevando el precio a la baja. En este sentido, podemos pensar que la baja rentabilidad del petróleo hace que los instrumentos derivados sean menos atractivos y bajen aún más el precio del petróleo, esta referencia circular es una de las causas principales del desplome del precio del crudo sin un final estimado en el corto plazo.
4. Tipos de interés: Esta es una razón debatible ya que, con la inflación actualmente baja, y la consiguiente pérdida de valor de la mayoría de las divisas, los inversores deberían decantarse por las materias primas, subiendo su precio, aspecto que no ha sido así.

Además, podríamos apuntar el tímido anuncio de potenciales subidas en los tipos de interés por la FED, provoca el refugio de la inversión en divisas, esperando recoger rentabilidad en el medio plazo.

5. Razones geopolíticas: Las tensiones en oriente medio, la guerra en Siria, la apertura a la oferta iraní, son hechos que provocan el refugio inversor en el dólar abandonando el petróleo.

Como hemos mencionado al comienzo de este capítulo, podríamos mencionar otras razones colaterales de influencia en los precios del crudo:

6. Volumen de reservas remanentes: “Teoría del pico de Hubber”: Paulatina escasez del crudo. En cuanto a su influencia en los precios es una postura controvertida, pero aceptada por una importante comunidad de expertos. Dicha teoría predice que la producción mundial de petróleo llegará a su cenit y después declinará tan rápido como creció.

Su aceptación proviene del hecho de que Hubbert predijo correctamente el pico de la producción estadounidense con quince años de antelación. En este sentido cabe citar a la multinacional estadounidense ChevronTexaco, quienes han lanzado recientemente, una campaña publicitaria para concienciar al público estadounidense de la necesidad de actuar ante el inminente agotamiento del petróleo. También la multinacional española Repsol ha hablado ya públicamente de la cuestión.

La Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo y el Gas (ASPO en inglés), considera que el pico del petróleo habría ocurrido en 2010, en cambio los expertos más optimistas hablan de reservas para más de 100 años. Es importante tener en cuenta que el 50% de la producción mundial viene de 150 yacimientos.

El contrapunto de este efecto, sería la mejora tecnológica en la recuperación de reservas, que incrementaría el volumen ofertado. Igualmente podríamos referirnos a las reservas no convencionales.

7. Eficiencia energética: Algunos de los principales países consumidores de crudo están desarrollando políticas de eficiencia con las que con el mismo nivel demandado conseguirán un grado de utilización mayor. En el mismo sentido, la difusión del transporte eléctrico de forma masiva podría disminuir el combustible requerido en alrededor de un 50%, las experiencias en EEUU y Curitiba-Brasil, así lo demuestran.

5.3.2.3 *Formación de los precios en la actualidad*

La adopción de un sistema de precios de mercado por la mayoría de los exportadores en 1986-1988, abrió una nueva época en la historia de la formación de los precios, que representó un cambio radical desde un sistema impuesto, en primer lugar por las grandes multinacionales en los 50s y 60s, y posteriormente por la OPEC durante el periodo entre 1973 a 1988.

El final del periodo concesional por parte de la OPEC y su política de nacionalizaciones, sumado a la entrada en el mercado de nuevos productores fuera de la OPEC, estableció el comienzo de las transacciones libres de mercado, que apoyadas por los avances tecnológicos, que permiten un flujo de información constante y actualizada en tiempo real en cualquier parte del mundo, dieron lugar al nacimiento de mercados cada vez más complejos e interconectados, convirtiendo al crudo en un activo financiero además de un *commodity*.

La realidad actual, es que la liquidez del mercado spot es cada vez menor, y las dudas sobre la transparencia y confianza de las estimaciones del precio de los índices por parte de las agencias, ha provocado que el precio de las transacciones sea fijado cada vez más por el mercado de futuros, cuya liquidez es mucho más elevada, lo que evita la manipulación en mayor medida.

Aún así la descripción de la fórmula del precio, sistema el cual es el fundamento de la cotización de las operaciones a plazo y el valor de los índices, es importante.

▪ Método de determinación del precio en las operaciones a plazo: “*Fórmula del precio*”

La fórmula del precio tiene tres actores principales: los índices, las primas y descuentos, y las agencias encargadas de observar los precios en las transacciones, principalmente spot, y trasladarlos a los índices.

- Índices⁶⁷: La base del cálculo del FP es el “índice”. Los principales índices (también llamados marcadores o benchmarks) son: West Texas Intermediate (WTI), Dated Brent (también llamado BFOE⁶⁸), Dubai y Tapis⁶⁹. Como podemos observar en el gráfico 50, los diferentes países exportadores usan diferentes índices dependiendo del destino. Algunos índices financieros, encargados de la negociación organizada de contratos de futuros, son muy utilizados, como ASCI⁷⁰ y BWAVE⁷¹.

	Asia	Europe	US
Saudi Arabia	Oman/Dubai	BWAVE ^a desde julio 2000 y Dated Brent hasta junio 2000	ASCI desde enero 2010 y WTI hasta diciembre 2009
Irán	Oman/Dubai	BWAVE desde enero 2001 y Dated Brent hasta junio 2000	
Kwait	Oman/Dubai	BWAVE desde julio 2000 y Dated Brent hasta junio 2000	ASCI desde diciembre 2009 y WTI hasta noviembre 2009
Irak	Oman/Dubai		ASCI desde abril 2010, anteriormente WTI
Nigeria	Oman/Dubai	Dated Brent	Dated Brent
Mexico		Dated Brent x 0,527 + 3,5% HSFOB ^b x 0,467 - 1% FO ^c x 0,25 + 3,5% FO x 0,25	WTS x 0,4 + 3% HSFO x 0,4 + LLS x 0,1 + Dated Brent x 0,1

a) BWAVE: Brent Weighted Average. Mercado de futuros del Brent

b) HSFOB: High Sulfur Fuel Oil

c) FO: Low Sulfur Fuel Oil

Figura 5.27

⁶⁷ También llamados “marcadores” o “benchmark”

⁶⁸ Está referido a los tipos de crudo: Brent Blend, Forties Blend, Oseberg and Ekofisk

⁶⁹ Crudo en Malasia utilizado como índice en Singapur

⁷⁰ Argus Sour Crude Index: calculado por Argus sobre contratos a largo plazo cotizados tanto en el NYMEX como en el ICE. Actualmente es utilizado por Saudi Aramco (desde 2009), Kuwait (desde 2009) e Iraq (desde 2010)

⁷¹ Brent Weighted Average. Mercado de futuros del Brent

No cualquier mercado puede convertirse en un índice. El volumen de operaciones es un aspecto importante pero no definitivo. Podemos observar que los índices anteriores no se corresponden con mercados con grandes producciones, comparados por ejemplo con el Golfo de México, que no alberga las condiciones suficientes para ser un índice. Si lo es la liquidez, la diversificación en el control y el marco regulatorio. Estas características hacen que la observación de las transacciones y los precios sean de una transparencia adecuada, sobre todo a partir de la aparición de mercados no-OCDE, cuya demanda se ha disparado en los últimos tiempos.

- Primas y descuentos: El crudo no es un commodity homogéneo. Existen diferentes tipos, con diferentes características comercializados internacionalmente bajo diferentes precios. Este precio será calculado con ciertas primas y descuentos sobre el índice, y estas primas y descuentos son actualizadas periódicamente.

En este sentido, los crudos más ligeros y menos con menos grados de acidez, serán marcados con primas sobre el índice. La fórmula usada para fijar los precios de los diferentes crudos es:

$$Px = PR \pm D$$

Donde Px es el precio de un tipo de crudo “x” y PR es el índice. Siendo “D” el diferencial, prima o descuento. El diferencial puede ser fijado tanto por los países productores como por las agencias

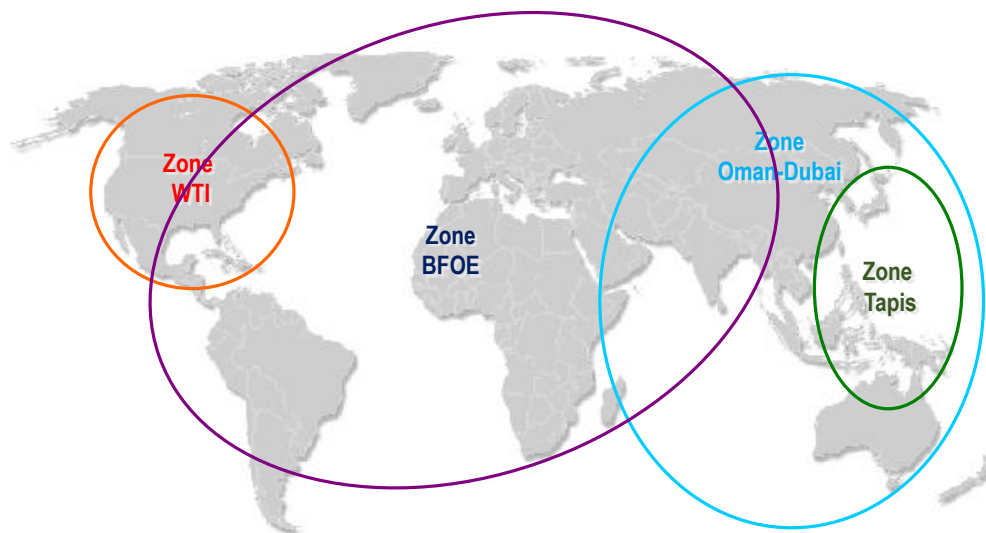


Figura 5.28

- Agencias de reporte de precios (PRAs): Los precios mostrados por los índices son estimados por las PRAs, en su observación de las transacciones ocurridas en los mercados al contado o spot, así como la información recogida por su red de periodistas, lo cual confiere a estas agencias una influencia en el mercado muy relevante, de hecho la extraordinaria volatilidad de los precios en los últimos años, unido a que dependiendo de la metodología utilizada por cada una de ellas, se reporte un precio distinto, ha

suscitado una gran preocupación, por ello, en la reunión del G20 en Corea en 2010, se exigió un detallado análisis de cómo se realiza esta estimación.

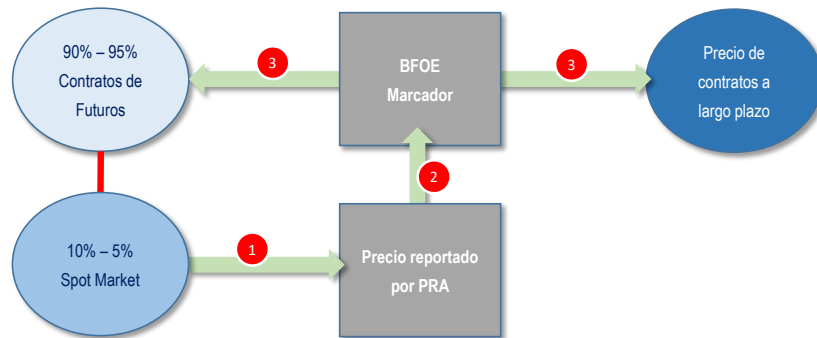


Figura 5.29

Considerando que las PRA son las responsables de referir los precios mostrados por los índices, es fácil entender la atención suscitada por sus prácticas. En este sentido el G20 reunido en Korea en noviembre de 2010 exigió un análisis detallado de como estas agencias estiman los precios y con que grado de transparencia, teniendo en cuenta que diferentes agencias pueden producir diferentes precios para el mismo índice.

Pero la cuestión de fondo en relación a la formación de precios en la actualidad, es sobre qué parámetros se realiza en realidad, o dicho de otro modo, Qué determina realmente el precio del crudo. En este sentido, en los primeros años de los precios de mercado, productores y consumidores observaban los índices y su relación con el mercado físico con confianza para la fijación de los precios. Pero actualmente y debido a la cada vez más excasa existencia de operaciones spot, que provoca la iliquidez de este mercado, y también las dudas sobre la transparencia de la información suministrada por las PRA, los precios son fijados cada vez más, con relación al mercado financiero, y en concreto los contratos de futuros. Como ejemplo, Arabia Saudí ha sustituido el Dated Brent por el Brent Futures para la fijación de los precios de sus exportaciones a Europa, y el WTI por el Argus Sour Crude Index (ASCI)⁷² para las exportaciones a US.

Como conclusión, aunque lo explicaremos en profundidad en el punto relativo a la “financiarización” de los commodities, podríamos decir con preocupación, que el mercado del crudo es cada vez menos físico y más financiero, o incluso, menos anclado a los fundamentos y más a la especulación.

5.3.2.4 Diagnóstico actual. La “financiarización” del mercado de petróleo

Una de las discusiones más importantes de los últimos años en el mercado del petróleo, es su creciente “financiarización”, el petróleo se está convirtiendo en un activo financiero, aunque a diferencia de éstos, el crudo tiene una dimensión física que debe prevalecer a la hora de la fijación de los precios, y sus

⁷² Contratos de futuro referidos al crudo del Golfo Mexicano

fundamentos, como oferta y demanda, deben estar por encima de la cada vez más estrecha relación con los índices financieros.

La razón subyacente, de esta “financiarización”, es la irrupción en las últimas décadas de grandes productores de crudo fuera de la OPEC, combinada con el aumento de la demanda en países emergentes, fundamentalmente asiáticos. El consiguiente incremento en el número de operaciones entre actores independientes, ha promovido el desarrollo de complejas interrelaciones entre los mercados, a través de productos cada vez más sofisticados.

Hasta este momento, las PRAs utilizaban las operaciones spot como referencia de los precios de mercado reflejados por los índices “físicos”. Actualmente, pocas operaciones se realizan a spot (ver Figura 5.30), y además muchas de ellas se llevan a cabo en mercados poco transparentes o incluso opacos, con lo cual, la identificación de los precios es muy difícil, lo que está provocando que cada vez más los precios se fijen con referencia a mercados financieros, de futuros o incluso operaciones OTC.

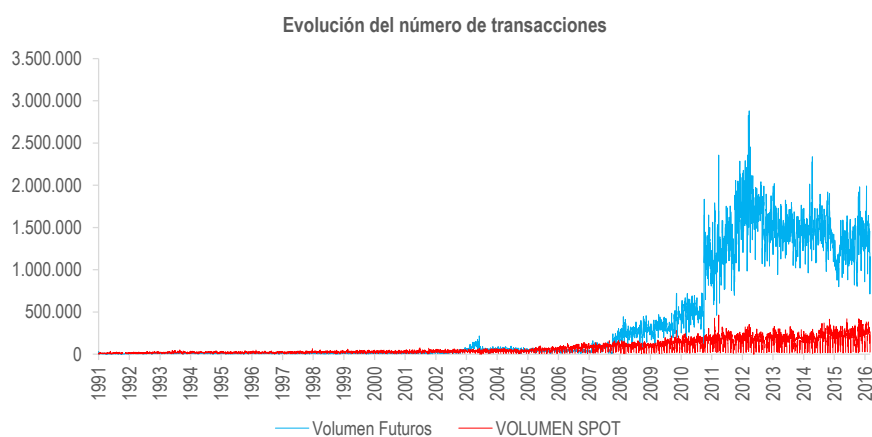


Figura 5.30

Refiriendo algunos ejemplos, actualmente se pone en duda que el marcador “físico” Omán/Dubai sea una buena referencia para las operaciones asiáticas, utilizándose como sustituto los diferenciales del OTC Dubai/Brent, de gran liquidez, en otro mercado, el Brent, el precio del Dated Brent se está determinando como un diferencial de los contratos forward, con el mercado de Contratos por Diferencias (CFD), que es un mercado swap, es decir perteneciente al “paper market”.

Es decir, las PRAs cada vez más utilizan el mercado financiero y de derivados, como fuente de sus análisis, por lo tanto, de forma implícita, los participantes en el mercado financiero, cada vez más deciden los precios del mercado físico, y podríamos decir que el mercado cada vez menos establece los precios del petróleo, esto es a lo que nos referimos con la “financiarización”.

Este razonamiento cobra una importancia crítica durante los años 2008 y 2009, donde la volatilidad de los precios fue extrema, y la teoría de la “financiarización” del crudo gana aceptación. Es interesante

comprobar en la Figura 5.34, como los precios de los commodities y el equity se encuentran en esta época muy correlacionados, y dejan de estarlo en el momento en el que el dólar se aprecia, convirtiéndose en una alternativa mejor a las inversiones refugio.

	1990-2000		2001-2008		2009-2016	
	S&P 500	S&P GSCI	S&P 500	S&P GSCI	S&P 500	S&P GSCI
S&P 500	1,00		1,00		1,00	
S&P GSCI	-0,04	1,00	0,65	1,00	-0,17	1,00

Durante el desarrollo de este punto, analizaremos los diferentes periodos históricos en la evolución de los precios del petróleo, observando los factores, que en cada momento, desencadenaron incrementos o decrementos. Como observamos en la Figura 4.33, la volatilidad extrema sufrida por el crudo en los años 2006 al 2008, ha sido un efecto claro y observable de la “financiarización”.

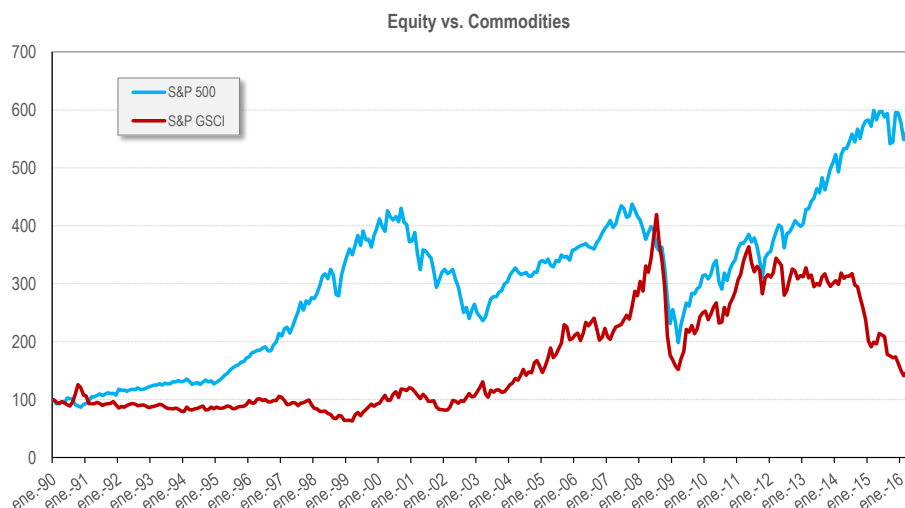


Figura 5.31

En el año 2000, EE.UU cambió la legislación, en la llamada “Commodity Futures Modernization Act of 2000”⁷³. A través de este cambio, el comercio de materias primas energéticas en los mercados OTC quedó eximido de la supervisión de la CFTC⁷⁴.

La presión de los grandes bancos de inversión, que después de la crisis “punto com” en el año 2000 y la burbuja inmobiliaria y crediticia en 2007, empezaron a invertir activamente en materias primas, alentados por el crecimiento económico, y sobre todo por la bajada de los tipos de interés por la FED (Figura 4.32).

⁷³ La Ley de Modernización de Futuros de Materias Primas de 2000 (CFMA) es la legislación federal de los Estados Unidos que garantiza oficialmente la regulación modernizada de los productos financieros conocidos como derivados over-the-counter. Se convirtió en ley el 21 de diciembre de 2000 por el presidente Bill Clinton. Se definió la ley de modo que la mayor parte over-the-counter (OTC) de derivados transacciones entre “partes sofisticadas” no serían regulados como “futuros” en virtud de la Ley de Intercambio de Mercancías de 1936 (CEA) o como “valores” en virtud de las leyes federales de valores. En su lugar, los principales distribuidores de dichos productos (bancos y sociedades de valores) seguirían teniendo sus operaciones con derivados OTC supervisados por sus reguladores federales bajo las normas de “seguridad y solidez” en general. (CFTC) El deseo de la Comisión de Negociación de Futuros de Materias Primas es favorecer “la regulación funcional” del mercado también fue rechazado. En su lugar, la CFTC continuará supervisando los derivados OTC.” Estos derivados, incluyendo los relativos a permutas, son algunas de las muchas causas de la crisis financiera de 2008 y la posterior 2008-2012 recesión mundial.

⁷⁴ Commodity Futures Trading Commission. US

En estos años, como podemos observar en el gráfico anterior, el mercado OTC se disparó sin medida. Estos mercados están controlados en un 96% por los grandes bancos de inversión y los hedge funds.



Figura 5.32

El 21 de julio de 2010, se aprobó en EE.UU la Ley “Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act», bajo la cual se vuelve a incrementar la regulación de las operaciones OTC y el mercado de derivados, por la SEC y la CFTC. (Observemos en el gráfico el descenso de estas operaciones a partir del año 2010, y sobre todo la bajada en la correlación con las subidas del crudo).

No olvidemos tampoco el papel actual de otro de los instrumentos derivados más usuales, el Swap. Con los precios del crudo en mínimos, comprar físicamente el commodity y almacenarlo, apostando a una subida de los precios, supondrá evidentes y cuantiosos beneficios a los especuladores. Es lo que hizo, por ejemplo, Citigroup en 2009: compró petróleo al precio de ese momento, alquiló un superpetrolero para mantener ese petróleo, y vendió contratos de futuros sobre ese petróleo a un precio mucho más alto.

La cuestión es que la volatilidad es la principal fuente de beneficios de los jugadores mencionados. Si observamos cuando se dispara la volatilidad de los precios del petróleo, y releemos el párrafo anterior, llegaremos a conclusiones similares.

Por lo tanto, la consideración de razones como el descenso de la demanda en Europa y los países emergentes, combinado con un exceso de oferta, sumado a la fortaleza del dólar o los acuerdos con Irán y las tensiones con Rusia, pueden parecer suficientes para una situación de aleatoriedad absoluta en la previsión de los precios, pero no podemos obviar, en ningún caso, el efecto especulativo.

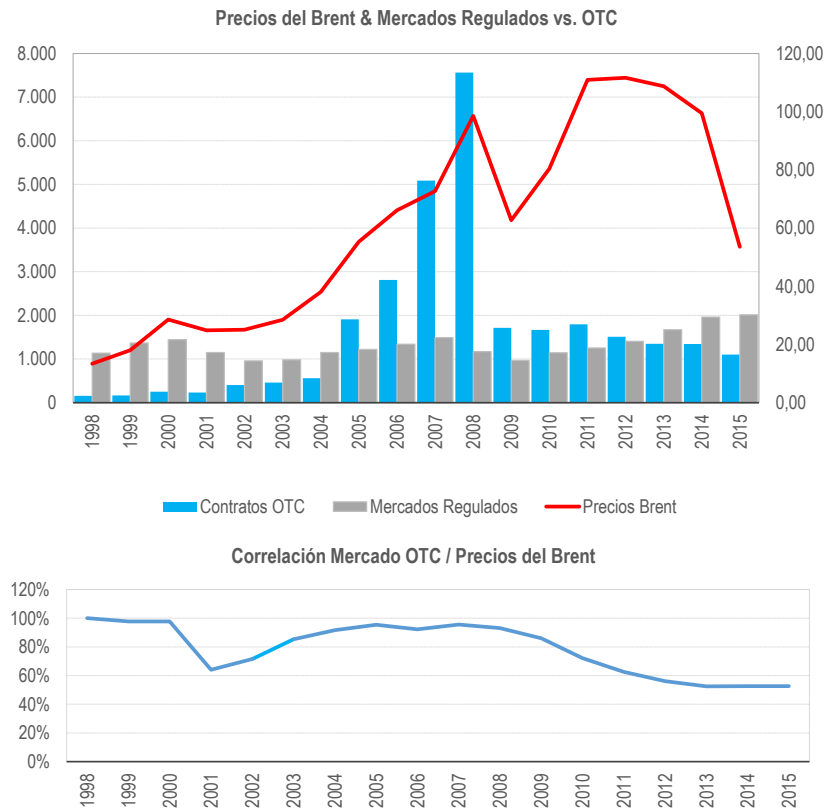


Figura 5.33

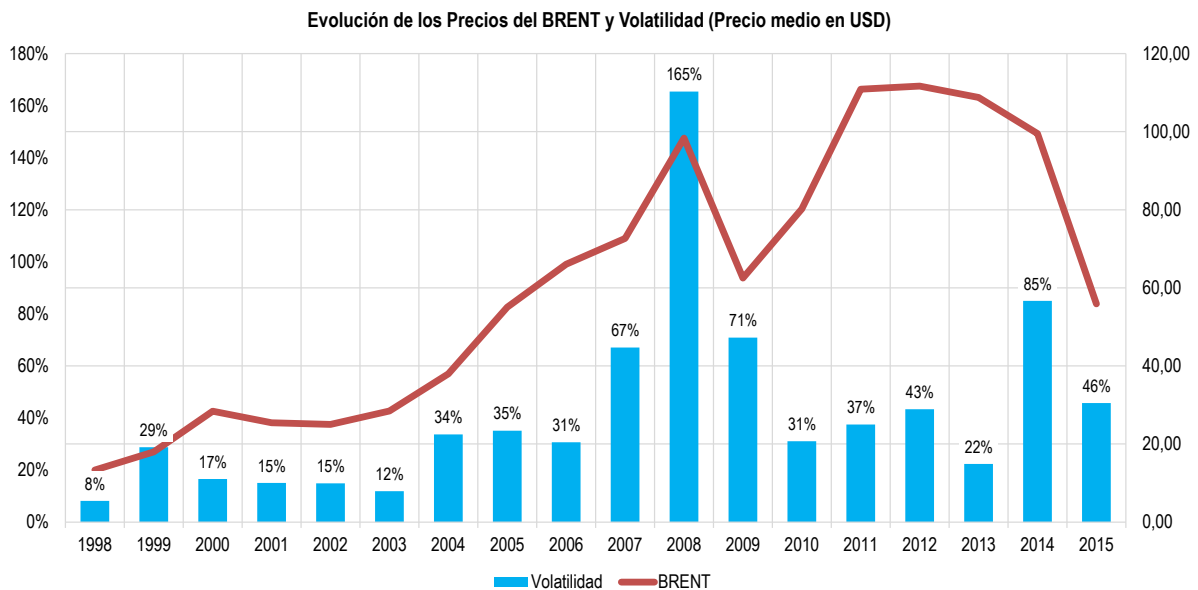


Figura 5.34

5.3.2.5 Estimación de los precios a futuro

La idea que prevalece en nuestro estudio, es la imposibilidad actual de llevar a cabo previsiones solventes de precios, debido a la cantidad de factores de influencia que actúan al mismo tiempo, manejados por

actores con muy diferentes intereses y que en muchas circunstancias, poco o nada tienen que ver con la operativa real del negocio. Factores de control geopolítico o de especulación financiera, unidos a los propios mecanismos de ajuste de oferta y demanda, convierten el ejercicio de previsión de precios del crudo, en un puzzle irresoluble porque sus piezas cambian de tamaño y temática constantemente.

En este epígrafe desarrollaremos diversas teorías que nos ayudarán a pronosticar los precios del crudo, y por lo tanto a plantear diferentes escenarios en nuestro modelo de valoración y toma de decisiones.

Teniendo en cuenta que nuestro estudio se refiere a la explotación de un yacimiento en el golfo de México, las previsiones se realizarán sobre la Mezcla Mexicana, aun así, ciertas comparativas con datos macroeconómicos se llevarán a cabo frente al Brent, teniendo en cuenta que es una referencia más amplia. En este sentido tendremos en cuenta la diferencia histórica existente entre el precio de ambos tipos de crudo, la cual en los últimos cinco años (2011 – 2015) se ha situado en 10,16 dólares por barril. Observemos el gráfico adjunto:

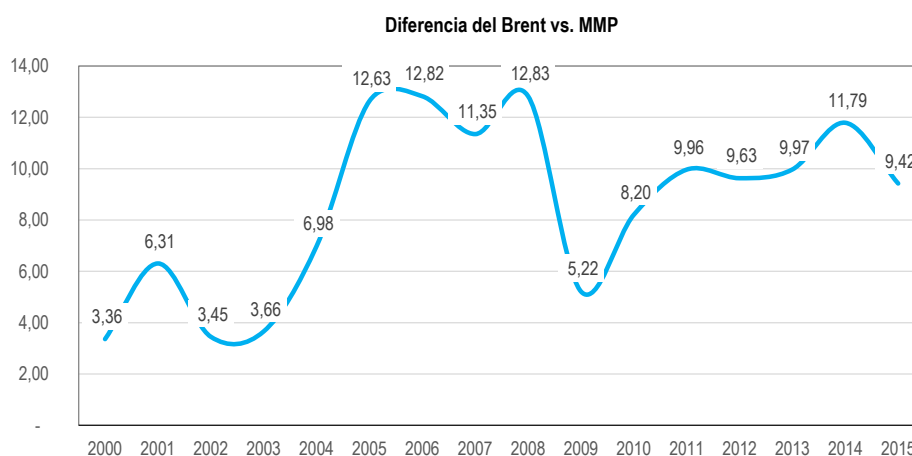


Figura 5.35

Como podemos observar en la Figura 5.34, el comportamiento de la volatilidad de los precios del crudo es extraordinariamente variable e impredecible. Durante el periodo 2000 – 2015, la volatilidad alcanza sus puntos máximos en 2008 y 2014, aunque ya desde el año 2000 las cifras de este parámetro se separaron ampliamente del histórico, lo cual refuerza la teoría del cambio de la tendencia de los precios del crudo de un movimiento de reversión a la media a un movimiento browniano, y por lo tanto aleatorio.

Precio medio del año (USD)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BRENT	13,35	17,97	28,40	25,46	25,01	28,47	37,99	55,08	66,08	72,67	98,36	62,49	80,25	110,89	111,70	108,76	99,51	55,88
Mínimo anual								44,48	59,84	54,62	43,05	43,87	74,79	96,91	95,93	103,28	63,27	38,90
Máximo anual								63,80	74,26	92,20	134,56	77,58	92,25	123,09	124,54	116,07	111,97	65,61
Rango								19,32	14,42	37,58	91,51	33,71	17,46	26,18	28,62	12,80	48,70	26,70
Desviación típica anual	4,96	17,55	10,08	9,17	9,06	7,25	20,57	21,42	18,70	40,94	100,93	43,25	18,95	22,86	26,45	13,64	51,88	27,93
CV	8%	29%	17%	15%	15%	12%	34%	35%	31%	67%	165%	71%	31%	37%	43%	22%	85%	46%

Mezcla Mexicana			25,04	19,15	21,56	24,81	31,01	42,44	53,25	61,32	85,53	57,28	72,05	100,93	102,07	98,79	87,72	46,63
Mínimo anual								31,94	48,09	43,43	32,99	37,87	66,64	84,52	89,55	89,49	52,78	28,80
Máximo anual								51,48	60,78	80,93	122,40	72,59	81,75	110,42	114,72	108,03	100,19	57,17
Rango								19,54	12,70	37,50	89,41	34,72	15,11	25,90	25,17	18,54	47,41	28,37
Desviación típica anual			2,94	6,95	10,87	7,54	14,15	21,71	16,29	41,04	96,34	44,81	15,28	25,16	26,62	17,41	46,72	30,17
CV			5%	12%	19%	13%	24%	37%	28%	71%	166%	77%	26%	43%	46%	30%	80%	52%

Economic Intelligence Unit y cálculos propios

Figura 5.36

¿Qué es lo que ocurren en estos periodos de tiempo, para que las volatilidades del crudo, y en general de los *commodities*, sean tan elevadas?

Del 2000 al 2008, durante la crisis asiática de 1997, varias economías contaban con niveles bajos de reservas internacionales, lo que causaba que éstas tuvieran que aceptar términos duros por parte del FMI, lo cual afectó la confianza de los mercados de manera muy significativa. A partir de este momento, los gobiernos asiáticos comenzaron a intervenir para mantener el valor de sus divisas a niveles bajos, lo que aumentó el apetito por los *commodities* y la consecución del crecimiento económico basado en las exportaciones, mientras que al mismo tiempo generaban grandes cantidades de reservas internacionales para poderse proteger de crisis futuras.

El déficit de la cuenta corriente de los Estados Unidos creció de manera substancial, sin embargo hasta el 2007, el consenso general de los economistas de libre mercado y los creadores de leyes como Alan Greenspan, en ese entonces el presidente de la FED, y Paul O'Neill, el secretario del tesoro de Estados Unidos, era que el déficit no era un problema del que se debían preocupar⁷⁵.

Las últimas décadas de los años 2000 fueron testigo del incremento de los precios de las materias primas. En enero de 2008, el precio del petróleo superó los US\$ 100/barril por primera vez en su historia, y alcanzó los US\$ 147/barril en julio, debido a fenómenos especulativos que acabaron en un fuerte descenso durante el mes de agosto.

Hasta septiembre del año 2014, los expertos incrementaron las alarmas por una posible guerra de divisas futura. Esta vez, en lugar de ser destinada a ser un impulso a la competitividad, algunos Estados, especialmente Japón y la Eurozona, podrían ser motivados a devaluar sus monedas como un medio de amenaza contra la deflación.

⁷⁵ Michale P. Dooley, Peter M. Garber, y David Folkerts-Landau describieron la nueva relación económica entre las economías emergentes y los Estados Unidos como el Bretton Woods II

Resumiendo, podemos intuir que gran parte del reto de estimar precios a futuro del petróleo, recaerá en la estimación de una cifra de volatilidad solvente y sostenible en el largo plazo.

5.3.2.5.1 Marco normativo de referencia

Al final de cada año, la SEC en su documento 17 CFR partes 210 y 211 “Modernization of Petróleo y Gas Reporting; Final Rule” de 14 de enero de 2009, exige a las compañías de Petróleo y Gas el cálculo de sus reservas probadas (cálculo determinista), para su posterior verificación, como forma de controlar y homogeneizar la información que llega a los inversores y accionistas. Para dicho cálculo este organismo fija un precio, denominado *price deck*.

La metodología utilizada por la SEC para la fijación del *price deck* ha cambiado en los últimos años, mientras que durante los ejercicios 2006 al 2008, el precio era el del último día del año anterior, a partir del 2009 se determina como el promedio del primer día de cada mes durante todo el año, intentando evitar o minimizar la volatilidad del año.

5.3.2.5.2 Métodos matemáticos de estimación de precios

La investigación sobre la exactitud de la predicción de los precios del petróleo es un aspecto de vital importancia en la economía mundial y uno de los retos más importantes de economistas y matemáticos, teniendo en cuenta su influencia directa en diversas variables y hechos macroeconómicos como la inflación, el producto interior bruto, las inversiones o las recesiones⁷⁶.

Como ya explicamos, para los cálculos de la estimación de los precios del crudo utilizaremos el Brent, debido a la necesidad de series temporales amplias (la MMP está disponible sólo desde julio del año 2000). Aun así, la inferencia de precios de la MMP a partir del Brent, como hemos ya apuntado, es sencilla, considerando que la diferencia histórica existente entre ambos tipos de crudo es relativamente estable.

Los precios de las materias primas son sumamente volátiles, como explicaron Deaton y Laroque en 1999⁷⁷. Ambos autores establecieron que, por lo general, las series de precios no muestran una tendencia clara incluso si se analiza un período de tiempo lo suficientemente extenso, exhibiendo algunos saltos que luego desaparecen rápidamente.

Podríamos decir que, en el análisis de los precios del petróleo, existen dos corrientes de pensamiento: por un lado, aquellos que piensan que el crudo se ha comportado siguiendo un proceso de Reversión a la

⁷⁶ Cheong 2009

⁷⁷ On the behaviour of Commodity Prices

Media, y por otro lado, aquellos que opinan que ha seguido un movimiento Browniano Geométrico⁷⁸, o más concretamente o proceso de Wiener⁷⁹.

A través de la lectura de varios estudios publicados, comprobaremos que no existe una opinión unificada, cuando menos, respecto a los periodos en los que el crudo ha seguido una tendencia u otra.

En este sentido, comenzamos con la lectura del trabajo publicado por Delson Chikobvu y Knowledge Chingamu⁸⁰, del cual podemos extraer como conclusión, que el precio del petróleo no se ha comportado históricamente, bajo el mismo patrón estadístico. Los autores concluyen que en el periodo comprendido entre 1980 y 1994, el petróleo siguió un proceso de reversión a la media, mientras que del 1994 a la actualidad se ha comportado como un movimiento Browniano. De acuerdo con esto, podemos decir, que si a futuro el crudo va a continuar con un movimiento aleatorio, su predicción será inviable.

Otro de los trabajos consultados, ha sido el German (2007), que utilizó un modelo sencillo de regresión, para determinar si el precio del crudo ha cumplido con un proceso de reversión a la media durante el periodo 1994 – 2004:

$$P_t = \phi P_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.5)$$

Donde P_t es el logaritmo del precio del petróleo. De esta forma, si ϕ es significativamente distinto de 1, se rechazaría la hipótesis de reversión a la media. El resultado fue de 0,651, con lo cual podríamos aseverar que la variable no sigue un proceso de reversión a la media, al menos, durante la totalidad del periodo estudiado, pero si durante un periodo más corto, concretamente del año 1994 al 2000.

Bassembinder (1995) analizó las tendencias del precio del crudo en relación con los futuros negociados. Asociando que una relación inversa entre ambos precios constituye una evidencia de la reversión a la media, ya que los inversores descuentan descensos en el precio cuando el spot es más elevado. Sus conclusiones conducen a la existencia de un periodo de reversión a la media entre los años 1982 y 1991. Sin embargo, los mismos cálculos no son concluyentes para el periodo entre 2000 y 2005.

Otros trabajos consultados han sido los de Pindyck (1999) y Bernard (2008), y ambos casos las opiniones han sido diversas en cuanto al cumplimiento de un proceso estocástico en periodos determinados.

⁷⁸ En honor a Robert Brown

⁷⁹ Proceso estocástico con tiempo continuo, llamado así en honor de Norbert Wiener. Frecuentemente este tipo de procesos se denominan movimiento browniano estándar

⁸⁰ Random walk or mean reversion? Empirical evidence from the crude oil market

5.3.2.5.2.1 Movimiento Browniano Geométrico vs. Modelo de Reversión a la Media

5.3.2.5.2.1.1 Movimiento Browniano Geométrico con tendencia o Proceso de Wiener

Un modelo browniano geométrico es un proceso estocástico compuesto por una parte determinista (primer sumando) y una parte aleatoria (segundo sumando). Donde Z es una variable aleatoria con media cero y desviación típica uno:

$$dx = \mu dt + \delta dZ \quad (5.6)$$

Para llegar a su comprensión reflexionaremos sobre varios conceptos relacionados:

a. Proceso de Margtingala⁸¹

En la teoría de la probabilidad, un proceso estocástico de tipo martingala (galicismo de “martingale”) es todo proceso caracterizado por no tener deriva o tendencia. El concepto fue inmediatamente aplicado al análisis de precios bursátiles. Uno de los resultados más importantes de la matemática financiera es precisamente que un mercado perfecto sin posibilidades de arbitraje es una martingala. El ejemplo más emblemático de procesos estocásticos de tipo martingala es el movimiento Browniano, y este aspecto es uno de los fundamentos del Teorema de Lévy, el cual establece que “un proceso martingala continuo es un movimiento browniano si y solo si, sus variaciones cuadráticas en cualquier intervalo de tiempo $[0, T]$ equivale a T ”.

b. Proceso de Itô⁸²

Un proceso de Itô es una variable “ X ” que cambia a lo largo del tiempo. Según la ecuación (5.6):

$$dX(t) = \mu(t)dt + \delta(t) dZ(t)$$

En la fórmula, μ y δ pueden seguir también un proceso aleatorio, *pero si ambas son constantes, el proceso de Itô se denomina movimiento Browniano*. Podríamos añadir, que si $\mu \neq 0$, obviamente no será una martingala, sino un proceso de Wiener.

c. Movimiento Browniano Geométrico

Un movimiento Browniano es un proceso aleatorio que evoluciona de forma continua y tiene la propiedad de estar normalmente distribuido, es decir, con media cero y desviación típica igual a uno (*por lo tanto, es un proceso de Itô y también una martingala*).

⁸¹ El concepto de la martingala en la teoría de probabilidades fue introducido por Paul Pierre Lévy, y una gran parte del desarrollo original de la teoría lo realizó Joseph Leo Dobb.

⁸² Kiyoshi Itô (7 de septiembre de 1915 - 10 de noviembre de 2008) fue un matemático japonés cuyo trabajo se llama ahora cálculo de Itô. El concepto básico de este cálculo es la integral de Itô, y el más importante de los resultados es el lema de Itô. Facilita la comprensión matemática de sucesos aleatorios. Su teoría tiene muchas aplicaciones, por ejemplo en matemáticas financieras.

Formulando la ecuación (5.6) de un modo más intuitivo, podemos hacer algunas reflexiones:

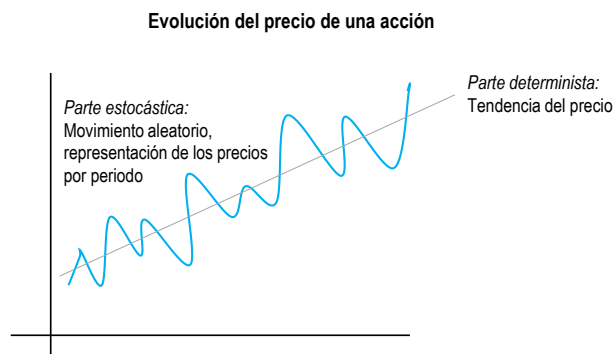
1. Un movimiento Browniano estará compuesto por una parte determinista (la deriva de un proceso de martingala), y por una parte estocástica:

$$dx = a dt + b dZ \quad (5.7)$$

Donde “a” y “b” son constantes.

Analizando ambos componentes de la ecuación (5.7):

2. El primer componente, “a dt” será la tendencia esperada por unidad de tiempo de la variable “x”, ya que el primer sumando en solitario sería: $a = dx / dt \Rightarrow x_t = x_0 + a t$, donde “a” será la pendiente de la recta (sumando determinista) o tendencia en este caso.
3. El segundo componente, “b dZ” puede tomarse como el ruido añadido al primer componente, es decir, la variabilidad del sendero seguido por los valores de la variable “x”.



Reescribiendo de nuevo la ecuación (5.6) en función de los retornos de un activo “S”, tendríamos que:

$$\frac{dS}{S} = \mu dt + \delta dZ$$

Recordando la explicación de un proceso de Itô sobre los valores tomados por μ y δ , para ser una martingala, es decir un movimiento Browniano estándar, la media debe ser cero y la desviación típica es uno. Si $\mu \neq 0$, no sería una martingala y estaríamos ante un movimiento Browniano con tendencia o proceso de Wiener.

d. Proceso de Wiener

Es un tipo de proceso estocástico en tiempo continuo, caracterizado por tener dos propiedades importantes:

- (ii) Es un proceso de Markov⁸³: Lo que significa que la distribución de probabilidad de todos los valores futuros depende únicamente de su valor actual, no siendo afectada por sus valores pasados, ni por ninguna otra información actual. Por tanto, el valor actual del proceso es la única información necesaria para realizar la mejor estimación de su valor futuro. Se considera de esta manera, por ejemplo, que los precios actuales recogen toda la información a futuro por los mercados.

Esta propiedad, como ya hemos podido percibir, es de total aplicación a la situación actual del mercado del petróleo.

- (iii) Tiene incrementos independientes: Si la variable aleatoria “Z” sigue un proceso de Wiener, sus variaciones (Δz) son independientes y se distribuyen también normalmente, con una varianza que aumenta linealmente con el tamaño del intervalo temporal, por tanto, $\Delta z = \varepsilon \sqrt{\Delta t}$ (donde ε es una variable aleatoria del tipo $\phi[0,1]$).

Así y cumpliendo con el Teorema Central del Límite, el proceso de Wiener se obtiene como el límite de la suma de variables aleatorias independientes distribuidas idénticamente, por ello tiene una distribución normal.

Un proceso de Wiener tiene una tendencia por unidad de tiempo de μ y una desviación típica δ , o dicho de otra forma y de acuerdo a la ecuación (5.7) sigue una distribución normal cuya media es igual a “ μdt ”, y una desviación típica de “ δdZ ”.

Un proceso de Wiener es un movimiento browniano con tendencia, utilizado para modelizar los retornos de los activos. Considerando que la ecuación (5.8) es equivalente a la (5.7):

$$d\ln S(t) = \left(\mu - \frac{1}{2} \delta^2\right)dt + \delta dZ(t) \quad (5.8)$$

O bien en términos discretos:

$$S_t = S_0 e^{\left[\left(\mu - \frac{\delta^2}{2}\right)T + \delta Z \sqrt{T}\right]} \quad (5.9)$$

Donde la tendencia del movimiento es $\left(\mu - \frac{1}{2} \delta^2\right)dt$, la cual y a nivel práctico, debería sustituirse por la rentabilidad mínima exigida por los inversores

Seleccionaremos como muestra los precios anuales del Brent desde enero de 1988 hasta diciembre 2015, y calcularemos su media y desviación típica, que se corresponden con 45,71 dólares por barril y 34% anual,

⁸³ En la teoría de la probabilidad y en estadística, un proceso de Márkov (llamado así por el matemático ruso Andréi Márkov), es un fenómeno aleatorio dependiente del tiempo para el cual se cumple la propiedad de Márkov o de un proceso estocástico sin memoria, es uno para el cual la probabilidad condicional sobre el estado presente, futuro y pasado del sistema son independientes.

respectivamente. A continuación, desarrollamos una regresión lineal que nos dará unos valores de: $a = 6,67$ y $b = 0,89$.

Como explicaremos más adelante, los inversores en la industria del petróleo exigen en promedio una rentabilidad del 10%⁸⁴. La importante conclusión que podemos obtener de este cálculo, es que de acuerdo a un precio promedio del crudo de aproximadamente 46 dólares, los inversores obtendrán una prima de beneficio de casi tres puntos porcentuales (10% - 6,67%), o dicho de otra forma, que bajo un escenario de precios de 47 dólares por barril, y un uso efectivo de los recursos, un proyecto estándar de extracción de petróleo debe ser rentable.

Aplicaremos la fórmula (5.9) teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Retornos de los precios del Brent desde 1998
- $\mu = 8,4\%$
- $\delta = 28,2\%$
- Precio inicial de partida en el proceso de Markov: 40 dólares⁸⁵

Bajo estas premisas las estimaciones de precios bajo un modelo de Wiener, serían:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$N(0,1) = Z$	0,8744	0,5856	-0,5591	-0,8530	0,9549	0,3105	-1,9913	0,5591	1,4668	0,3282
Wiener	1,3381	1,3208	0,7952	0,6457	1,9104	1,2958	0,2361	1,6338	3,6219	1,4014
X_{t+1}	53,5	70,7	56,2	36,3	69,3	89,9	21,2	34,7	125,5	175,9

5.3.2.5.2.1.2 Modelo de reversión a la media

Los precios de los *commodities*, y en particular del petróleo, tienen entre sus “supuestas”⁸⁶ propiedades, la reversión a la media y la tendencia estocástica⁸⁷. Esta reversión a la media se explica debido a que se espera que los precios converjan hacia el valor del costo marginal de extracción por barril de crudo de largo plazo.

En general, el comportamiento de las variaciones en el precio del crudo se representaría por un proceso Browniano geométrico según la siguiente ecuación:

$$X_{t+1} = X_t + k (\mu - X_t) + \delta \varepsilon_t, \text{ Para } t = 0 \dots n \quad (5.11)$$

⁸⁴ Establecida también por la SEC, como parámetro comparable a todas las compañías del sector en el valor de sus reservas

⁸⁵ Tomaremos USD 40 como un valor razonable, ya que los USD 25 vividos durante los primeros meses de 2016 no son representativos ni sostenibles en el medio plazo para las compañías del sector

⁸⁶ Llamémosla así, porque como veremos, esta característica no es absolutamente cierta, o cuando menos no se ha mantenido en el tiempo

⁸⁷ Recordemos que una variable cuyos valores cambian con el tiempo de manera incierta, se dice que sigue un proceso estocástico

- X_t : el precio actual y base de nuestro modelo
- μ : media a largo plazo, a la cual convergerán los precios
- k : velocidad de reversión a la media. Debe tomar valores entre 0 y 1, donde 1 indica un ajuste instantáneo, mientras que si el parámetro tiende a cero, el ajuste será más lento.
- δ : volatilidad de los precios del activo
- ε_t : representa un proceso también aleatorio tendente a una distribución normal $N(0,1)$. Ruido Blanco.

Posteriormente calculamos los parámetros μ y k mediante una regresión lineal⁸⁸ de acuerdo a ecuaciones de mínimos cuadrados, donde establecemos la siguiente equivalencia:

La ecuación (4.11) podría expresarse en la forma:

$$X_{t+1} = b k + (1-b) X_t + \varepsilon_t \quad (5.12)$$

O lo que es lo mismo:

$$X_{t+1} = \alpha + \beta X_t + \varepsilon_t \quad (5.13)$$

Por lo tanto y de la equivalencia anterior, encontramos que:

- $\beta = k = 1 - b$
- $\alpha = b \mu$
- $\mu = \alpha / \beta$

Utilizando el mismo horizonte temporal 1998 – 2015, y una vez realizada la regresión (Anexo D.2) obtenemos:

- $\alpha = 16,84$
- $\beta = 0,77$
- $\mu = 61,02$ dólares

A partir de estos datos, los precios del crudo, para los próximos años serían:

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
47,1	53,5	58,8	62,5	64,9	67,5	69,4	70,7	71,9	72,3

Fuente: Bloomberg y cálculos propios

⁸⁸ Los cálculos completos se pueden consultar en el Anexo D.2

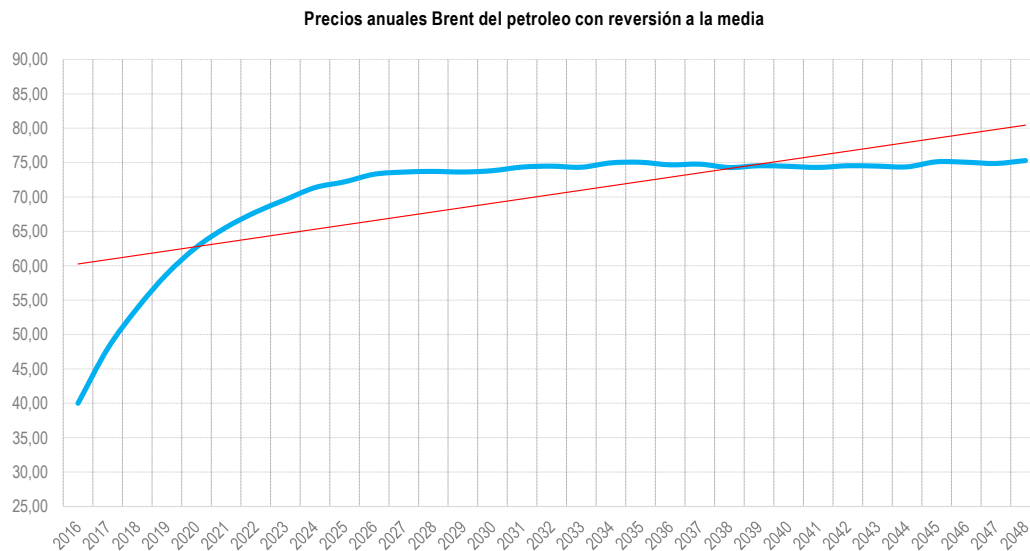


Figura 5.37

Como ya hemos apuntado, la propiedad de reversión a la media en el petróleo no es tan clara, como apunta en su estudio Hélyette Geman⁸⁹. Este estudio revela la existencia de dos periodos de tiempo: (i) del año 1994 a 1999 se comprueba un patrón claro de reversión a la media (ii) a partir del año 2000 cambia a un movimiento browniano.

Por lo tanto, el aplicar en nuestra simulación de precios a futuro, un modelo de reversión a la media, si bien es interesante, debemos hacerlo con cautela y considerando otras alternativas.

5.3.2.5.2.2 Análisis de series temporales

Una serie temporal o cronológica se define como la evolución de una variable a lo largo del tiempo. Hay casos en los que la variable observada tiene un patrón de comportamiento fijo. En términos estadísticos estamos ante una serie determinista. Por el contrario, hay series que resultan impredecibles. Su pauta de comportamiento no responde a un patrón fijo, por lo que son puramente aleatorias. En general, las series contienen una componente determinista y una componente aleatoria.

Los objetivos que se persiguen con el estudio de las series temporales son los siguientes:

- a) Obtener una descripción concisa del fenómeno generador de la serie de datos.
- b) Construir un modelo que aproxime de la forma más fielmente posible el comportamiento de la serie de datos.
- c) Predecir valores desconocidos de la serie a partir de la información disponible.

⁸⁹ Mean reversion versus random walk in Petróleo y Gas prices. Hélyette Geman

- d) Controlar el proceso generador de la serie, examinando qué puede ocurrir cuando se alteran algunos parámetros del modelo o estableciendo políticas de intervención cuando el proceso se desvíe de un objetivo preestablecido más de una cantidad determinada.

Una característica fundamental de una serie temporal es que sus observaciones son dependientes o correladas y, por tanto, el orden en que se recogen las observaciones es muy importante. Podemos distinguir diferentes enfoques en el análisis de series temporales:

- Modelo fundamental de regresión polinómica

Empezaremos nuestra exposición matemática con un modelo sencillo de regresión (5.14) aplicado sobre el logaritmo de los retornos del precio del Brent (P_t). Cuando nos referimos a los precios, no parece muy razonable pensar que las variaciones en los precios sigan una distribución normal, fundamentalmente porque los precios nunca podrán ser inferiores a cero. Parece más lógico suponer que los cambios en los precios (los rendimientos) sigan una distribución logonormal, es decir, que los cambios en los logaritmos de los precios se distribuyan según una normal⁹⁰.

$$R_t = \text{Log} (P_t / P_{t-1})$$

La toma de logaritmos, por otro lado, reduce el impacto de la heterocedasticidad, que se produce cuando tomamos series largas con altas frecuencias.

$$R_t = \beta_0 + \beta_1 R_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.14)$$

Donde $\varepsilon_t \sim N(0, \delta^2)$

A partir de este punto, podemos plantear la ecuación dependiendo del término error:

- b) Por un lado, podemos definir ε_t como un término independiente e idénticamente distribuido en el tiempo, con media cero y varianza constante δ^2 . En este caso estaríamos hablando de un *modelo homocedástico*.
- c) Si en cambio ε_t es un término independiente pero no idénticamente distribuido, ya que la varianza es δ_t^2 , hablamos de un *modelo heterocedástico*⁹¹.

Los modelos de regresión se basan en la descomposición de una serie de acuerdo a alguna función, generalmente esquemas aditivos, multiplicativos, o de alisado exponencial. El objetivo es predecir el valor de la serie de forma sencilla y “automática”.

⁹⁰ Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas. Procesos Estocásticos. 1988

⁹¹ Concepto de gran importancia cuando hablamos del precio del petróleo

En primer lugar, hemos definido la serie histórica, y el primer escollo que nos encontramos es la obtención de conclusiones razonables, dependiendo de la longitud de la serie:

- 1998 – 2015: Debido a la fuerte tendencia a la baja de los últimos períodos, la regresión recupera ciclos alcistas a una velocidad que no nos parece real.

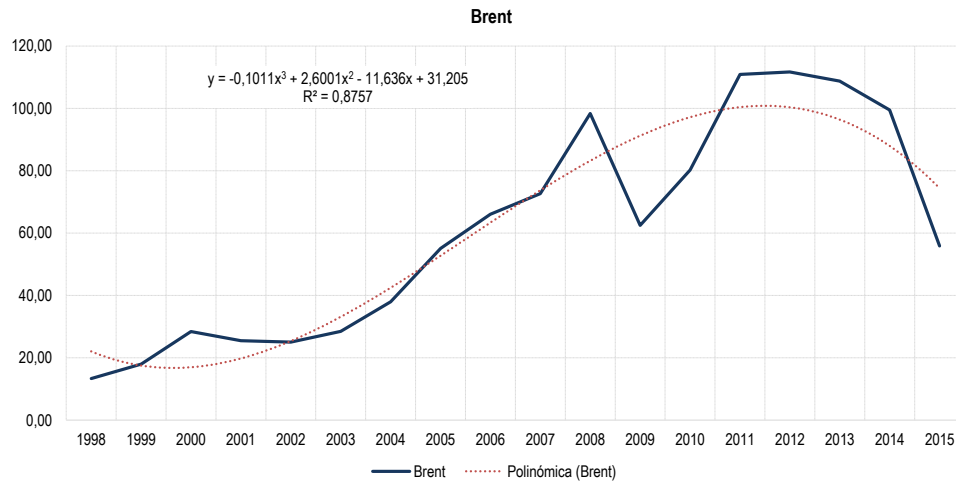


Figura 5.38

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Estimación	22,1	17,5	17,0	19,8	25,4	33,2	42,5	52,8	63,4	73,8

Fuente: Bloomberg y cálculos propios

- 2005-2015: Tomando información mucho más reciente, sobre todo porque nos mantenemos inmersos en los procesos de volatilidades extremas, los cuales, y como ya hemos opinado, no estimamos que cambien en el futuro próximo, de la misma forma que no estimamos que el funcionamiento del sistema financiero cambie.

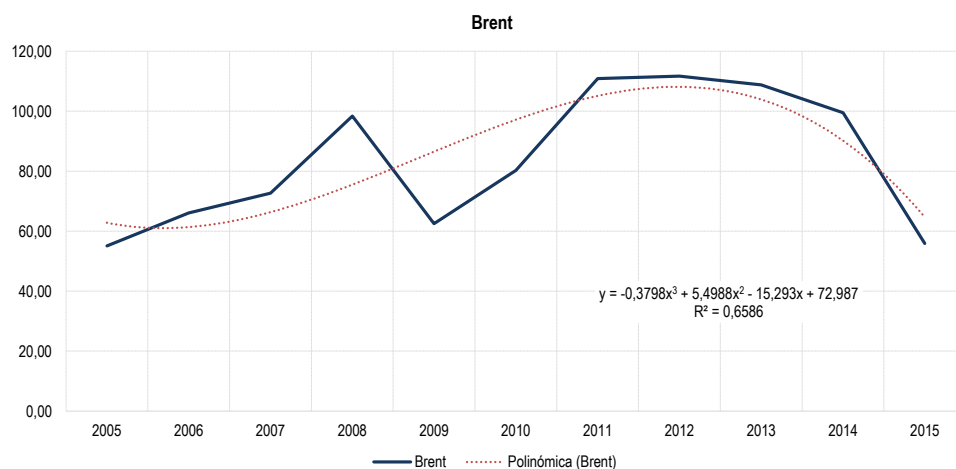


Figura 5.39

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Estimación	62,8	61,4	66,3	75,5	86,5	97,1	105,1	108,1	103,9	90,1

Al observar los datos obtenidos hasta ahora, es inevitable consultar la hemeroteca, y comprobar si el futuro replica a la realidad o no:

“El secretario general de la OPEP, Abdula al Badri, ha anunciado recientemente que el petróleo podría encarecerse hasta los 200 dólares por barril. A pesar de que ahora este pronóstico parece poco creíble, existen razones por las que podría cumplirse. 30 enero 2015”

"En el corto plazo, nos perjudica sobre todo a los exportadores de petróleo, pero a mediano y largo plazo perjudica a todos, a los importadores, porque con la destrucción de inversiones que está lleno el sector petrolero, las torres que por centenares se están perdiendo en EE.UU. por ejemplo, las de perforación, porque ya no es rentable seguir explotando petróleo a tan bajo precio, hará que en el mediano plazo rebote el precio a 200 dólares", sostuvo el mandatario. Rafael Correa, Presidente de Ecuador. 22 feb 2016”.

"La falta de un adecuado crecimiento del suministro es evidente. Que el barril valga entre 150-200 dólares es cada vez más probable en un plazo de entre seis meses y dos años". Goldman Sachs. 7 de mayo de 2008

5.3.2.5.2.3 Métodos de análisis de la varianza

▪ Modelos homocedástico. Modelos ARIMA

En los cuales el desarrollo estadístico se realiza a partir de un proceso estocástico estacionario. Estas series se pueden describir con los modelos ARIMA⁹². Sin embargo, el estudio de una varianza constante es un fenómeno menos aplicable en la práctica.

En 1970, Box y Jenkins desarrollaron un cuerpo metodológico destinado a identificar, estimar y diagnosticar modelos dinámicos de series temporales, en los que la variable tiempo juega un papel fundamental.

Definimos un modelo como autorregresivo si la variable endógena de un período “t” es explicada por las observaciones de ella misma, correspondientes a períodos anteriores, añadiéndose como en los modelos estructurales, un término de error. En el caso de procesos estacionarios con distribución normal, la teoría estadística de los procesos estocásticos dice que, bajo determinadas condiciones previas, toda Y_t puede expresarse como una combinación lineal de sus valores pasados (parte sistemática) más un término de error.

⁹² Modelo Autoregresivo Integrado de Media Móvil

Los modelos autorregresivos se abrevian con la palabra AR tras la que se indica el orden del modelo: AR(1), AR(2)...etc. El orden del modelo expresa el número de observaciones retrasadas de las series temporales analizadas que intervienen en la ecuación.

El término de error de los modelos de este tipo se denomina generalmente ruido blanco cuando cumple las tres hipótesis básicas tradicionales mencionadas al principio del texto: (i) media nula; (ii) varianza constante; (iii) covarianza nula entre errores correspondientes a observaciones diferentes.

Modelo ARIMA (1.0.1)

Teniendo en cuenta que este tipo de modelos no funciona con solvencia con series de datos cortas, hemos tomado en este caso la serie de los precios del Brent desde 1988 a 2015, con un retardo, estimamos un modelo de previsión de precios a cinco años, entre los límites P_{10} y P_{90} , obteniendo los siguientes resultados:

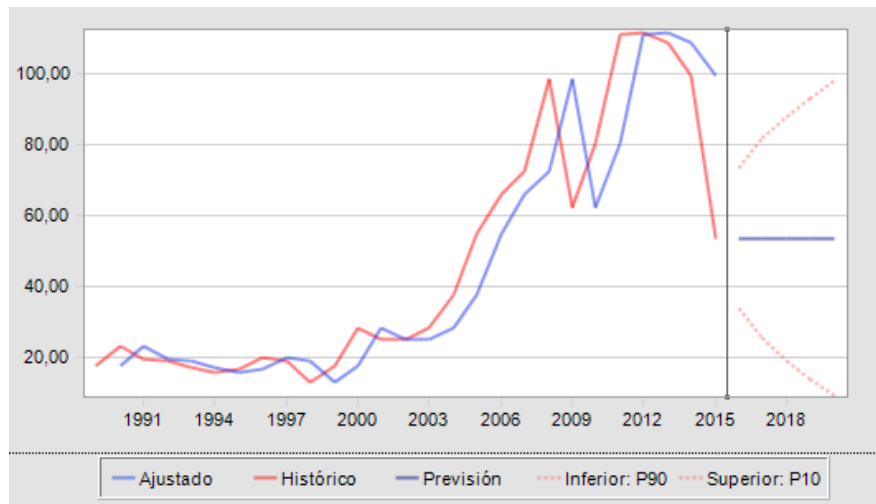


Figura 5.40

		2016	2017	2018	2019	2020
Límite superior	P10	73,4	81,6	87,9	93,2	97,9
Límite inferior	P90	33,9	25,7	19,4	14,1	9,4

■ Modelos heterocedástico. Modelos ARCH

Para determinar un patrón de comportamiento estadístico para la varianza, se encuentran los Modelos Autorregresivos Condicionales Heterocedásticos: ARCH (Engle, 1982). Engle es el autor de una primera aproximación a la varianza condicional. Para justificar el desarrollo de estos modelos, este autor, cita dos situaciones que no pueden ser explicadas por los modelos ARIMA y que aparecen con frecuencia en series temporales de datos financieros: (i) La experiencia empírica nos lleva a contrastar períodos de amplia

varianza, seguidos de otros de varianza más pequeña. (ii) En segundo lugar, Engle expone la validez de estos modelos para determinar los criterios de mantenimiento o venta de activos financieros. Bollerslev en 1986 generalizará los modelos GARCH.

Otra clase de modelos más flexible son los modelos de volatilidades estocásticas (SV) introducidos por Harvey, Ruiz y Shephard (1994) y Jacquier y Polson y Rossi. Estos modelos reproducen algunas de las propiedades típicas de las series financieras, tales como exceso de curtosis, agrupamiento de los periodos de la volatilidad o correlación en los cuadrados de la serie.

En resumen, al considerar la volatilidad como un proceso estocástico se busca ajustar un modelo que permita describir y analizar su comportamiento presente, y a partir de éste, su comportamiento futuro. Para el caso de procesos de varianza constante, la metodología de Box-Jenkins ha sido ampliamente utilizada. Sin embargo, este supuesto no es sostenible en varias áreas de investigación, por lo que se deben considerar otras alternativas. Dentro de estas alternativas, destacamos los modelos ARCH y GARCH propuestos por Engle y Bollerslev respectivamente, modelos que permiten especificar el comportamiento de la varianza. Un elevado número de trabajos sobre modelos de volatilidad se han publicado en las últimas décadas⁹³.

Se dice que un modelo de regresión lineal presenta heterocedasticidad cuando la varianza de las perturbaciones no es constante a lo largo de las observaciones. Esto implica el incumplimiento de una de las hipótesis básicas sobre las que se asienta el modelo de regresión lineal.

Este fenómeno provoca que los datos con los que se trabaja sean heterogéneos, ya que provienen de distribuciones de probabilidad con distinta varianza. Éste es uno de los aspectos más importantes e interesantes del comportamiento del precio del petróleo, donde la aleatoriedad del movimiento browniano, junto con la influencia de innumerables efectos macroeconómicos, provocan la práctica imposibilidad de realizar previsiones fiables, de acuerdo a distribuciones probabilísticas analizadas en periodos de tiempo pretéritos.

La volatilidad es una característica inherente a las series de tiempo financieras. En general, no es constante y en consecuencia los modelos de series de tiempo tradicionales que suponen varianza homocedástica, no son adecuados para el desarrollo de modelos de previsión. Determinar un patrón de comportamiento estadístico para la varianza es el cometido de los modelos ARCH.

El objetivo por lo tanto de nuestro modelo será la estimación de una varianza a futuro, que a su vez nos permita estimar precios mediante una distribución de probabilidad lognormal que contemple esta varianza.

⁹³ Ver Poon y Granger (2003), Hansen y Lunde (2006) y Novales y Gracia (1993)

Modelo GARCH (1.1)

Las razones para desarrollar un modelo heterocedástico, radican en que los precios del petróleo, como ya hemos comprobado, exhiben periodos de altas volatilidades combinados con otros mucho más tranquilos. En situaciones así, la asunción de una varianza constante es inapropiada.

En primer lugar, seleccionamos los datos objeto de análisis. En este caso utilizaremos los datos mensuales del Brent desde julio de 1988 hasta enero de 2016, y a partir de ellos calculamos el logaritmo de los retornos, que serán nuestros datos de partida.

Asumimos que la serie logarítmica de retornos sigue una distribución normal:

$$\text{Ln } R_t \sim N(0, 1)$$

En este sentido, los datos correspondientes a la serie proyectada serán estimados atendiendo a esta distribución. Tomando como varianza, aquella definida para el largo plazo, y como media, el promedio de los retornos calculados en la serie histórica.

$$\text{Ln } R_t = \mu + \delta_{LP} \varepsilon_t \sim N(0, 1)$$

A partir de estos datos, desarrollaremos la fórmula para el cálculo de la varianza, planteada por Engle:

$$\delta_n^2 = \omega + \alpha e_t^2 + \beta \delta_{n-1}^2 \quad (5.15)$$

Donde, $e_t^2 = Y_t - Y_t^*$. Ambas funciones del logaritmo del retorno de los precios. Y_t^* se corresponde con un modelo auto-regresivo lineal, el cual especifica que una serie estacionaria en un tiempo “t” depende de valores pasados (regazos), ponderados por un peso α , que mide la influencia del rezago en el valor presente de la serie. Los parámetros de la recta de regresión han sido:

$$Y_t^* = 0,00154 + 0,26060 Y_{t-1} \quad (5.16)^{94}$$

- $\omega = \lambda \delta_{LP}^2$
- δ_{LP}^2 : Varianza estimada en el largo plazo
- α , β y λ : parámetros de ajuste del modelo, asumiendo que:
 - $\alpha + \beta + \lambda = 1$
 - $\alpha + \beta < 1$

⁹⁴ El modelo de regresión puede ser analizado en el Anexo D.3

Los parámetros de (5.15) serán estimados de forma simultánea maximizando el logaritmo de la función de verosimilitud:

$$\text{Log } L = \sum_{i=0}^n (-\text{LN}(\delta_i^2) - e_i^2 / \delta_i^2) \quad (5.17)$$

En función de las fórmulas anteriores, los parámetros son los siguientes:

- $\omega = 0,0015$
- $\alpha = 0,3753$
- $\beta = 0,4566$

La aplicación de estos parámetros a la formula (5.15) nos permite estimar la volatilidad para los periodos proyectados:

	2016	2017	2018	2019	2020
Volatilidad Mensual	9,4%	11,0%	9,0%	8,8%	11,2%
Volatilidad Anual	32,5%	38,3%	31,1%	30,6%	38,6%

Fuente: Bloomberg y cálculos propios

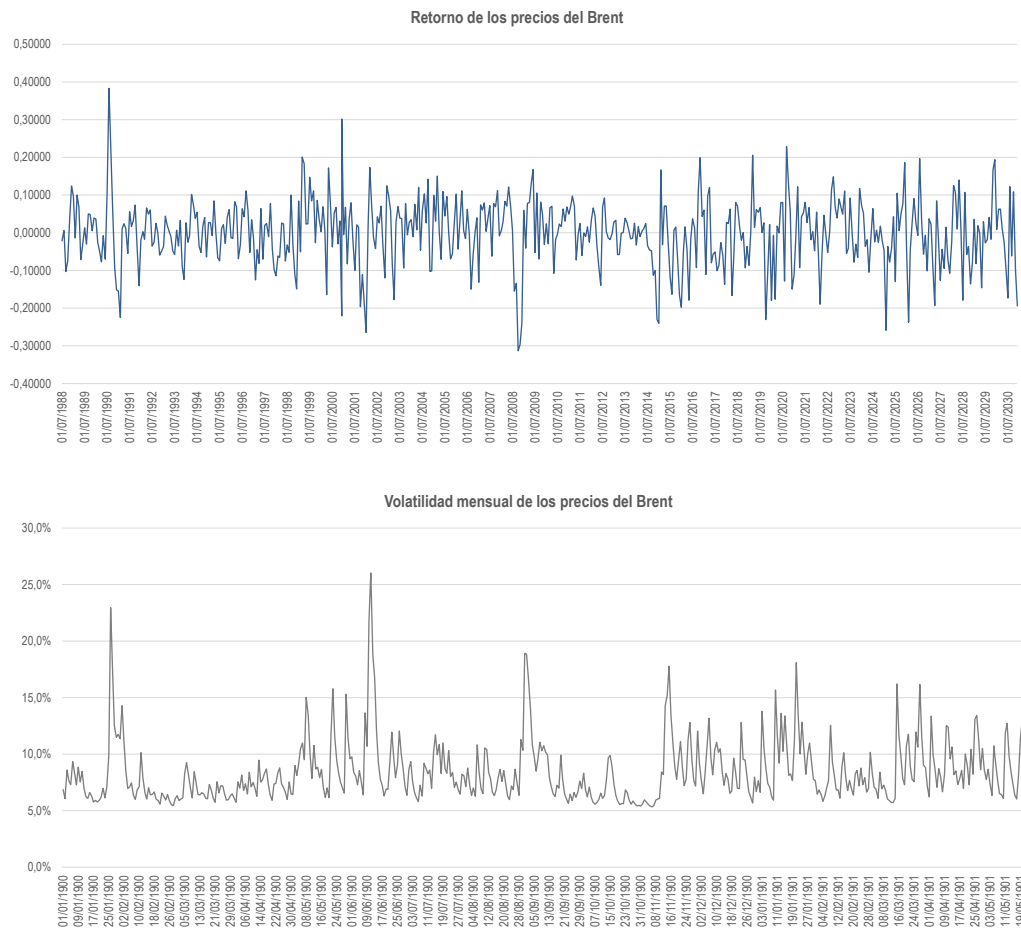


Figura 5.41

Como podemos observar en la Figura 5.41, la volatilidad mensual se acerca paulatinamente a la volatilidad calculada para el largo plazo (9,44%) en un movimiento de reversión a la media.

A partir del cálculo de las volatilidades, estimaremos los precios para el periodo proyectado, generando una distribución normal (Figura 5.42), tomando como media en precio fijado de reversión (58,8 dólares por barril).

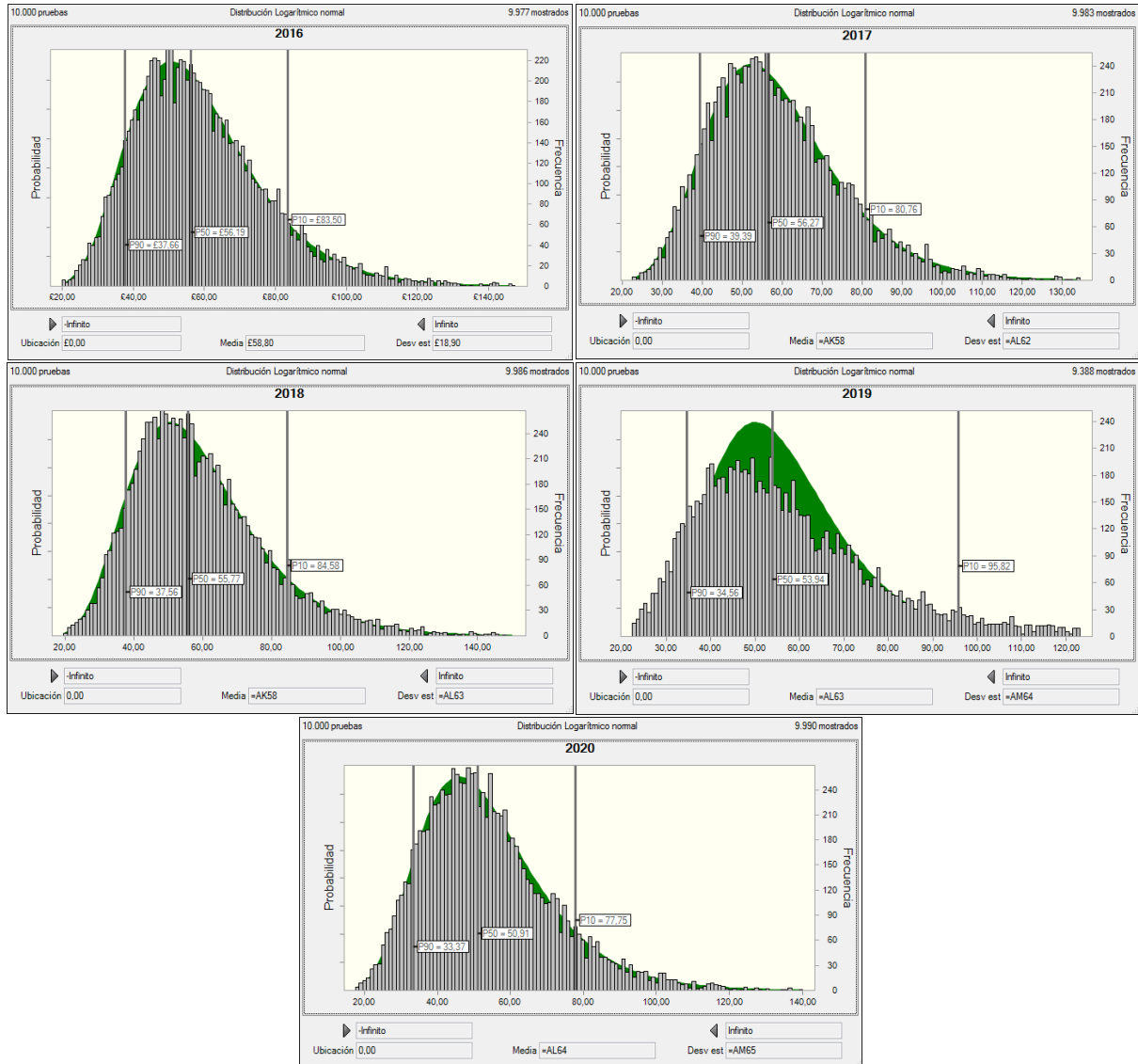


Figura 5.42

Los precios estimados para el periodo 2016 a 2020 han sido los siguientes:

2016	2017	2018	2019	2020
56,2	56,3	55,8	53,9	50,9

Fuente: Bloomberg y cálculos propios

5.3.2.5.3 Visión del mercado. Mercado de futuros

Como complemento necesario, finalizaremos el análisis de los precios del crudo, incorporando la opinión del mercado. Lo haremos a través de la cotización de los futuros, bajo la premisa que la cotización de los futuros, en condiciones normales confluiría con el precio Spot en la fecha de entrega.

En el caso de que esta premisa no se diera, el agente encargado de la entrega del producto, lo compraría en el mercado, recogiendo beneficios o pérdidas por la diferencia. Por ello, los precios estipulados en los contratos de futuros pueden ser un estimador razonable de los precios del crudo.

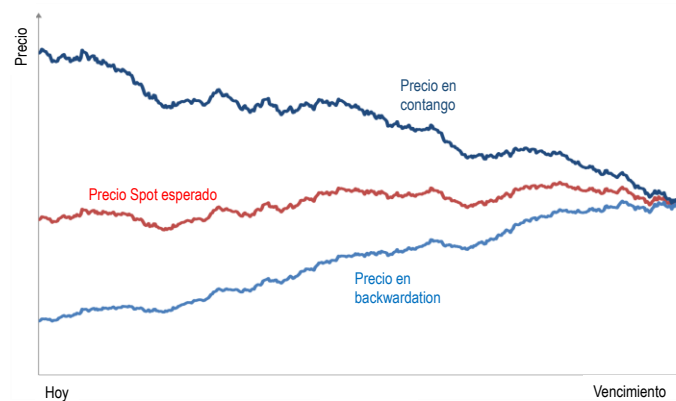


Figura 5.43

Según la Figura 5.53, en el ámbito de los mercados de futuros, el término contango o mercado en contango, describe la situación del mercado de un producto o activo financiero, en la que el precio spot (precio del mercado de entrega inmediata) del activo es inferior al precio a futuro del mismo. La situación de mercado en contango transmite que el precio del bien permanecerá estable o subirá en el futuro. La situación contraria es conocida como normal backward.

En el mercado del petróleo, algunas situaciones de contango han reflejado expectativas de futuras tensiones en el abastecimiento y llevan a producir acumulación de inventarios en los compradores del bien ante la expectativa de subida del precio. Un mercado en contango es normal para productos no perecederos que tiene un importante coste de transporte y almacenamiento. Estos costes incluyen los gastos de almacenamiento y los intereses no percibidos por el dinero invertido en el bien.

Además, los futuros como percepción de los inversores, del futuro inmediato, proporcionar una información muy interesante para cotejar nuestras estimaciones, realizadas a través de métodos estadísticos.

Actualmente existen 82 contratos de futuros sobre el Brent que cotizan en el ICE. El periodo de vencimiento se obtiene restando la fecha de vencimiento, que viene predeterminada en el momento de emisión del futuro, de la fecha actual. Es decir, un futuro que se emitió el 31 de diciembre 2012 y con una

fecha de vencimiento a 31 de diciembre de 2018, tendrá un periodo de vencimiento de cinco años al final de 2013, de cuatro años al final de 2014, tres años al final de 2015, dos años al final de 2016 y un año al final de 2017.

Cada contrato de futuro sobre el Brent tiene su propio vencimiento. Básicamente, cada mes uno de los contratos de futuros que hay ahora mismo cotizando vence, hasta el 31 de enero de 2023. En la siguiente página se puede ver el calendario de vencimientos.

En la Figura 5.44 se puede ver el periodo de vencimiento de cada uno de los contratos, es decir, lo que les queda desde hoy hasta que dejen de cotizar. La línea roja muestra el precio de cada uno de los futuros a día de hoy. Estas dos tendencias muestran una correlación del 97%, pudiendo determinarse que, cuanto más lejano es momento del vencimiento, mayor es el precio.

En cuanto a la segunda tabla, muestra el plazo al que se emitieron los contratos. Es decir, el tiempo que hay desde el día que se emitieron hasta su vencimiento. Se puede ver en la siguiente tabla los plazos a los que se emitieron los futuros.

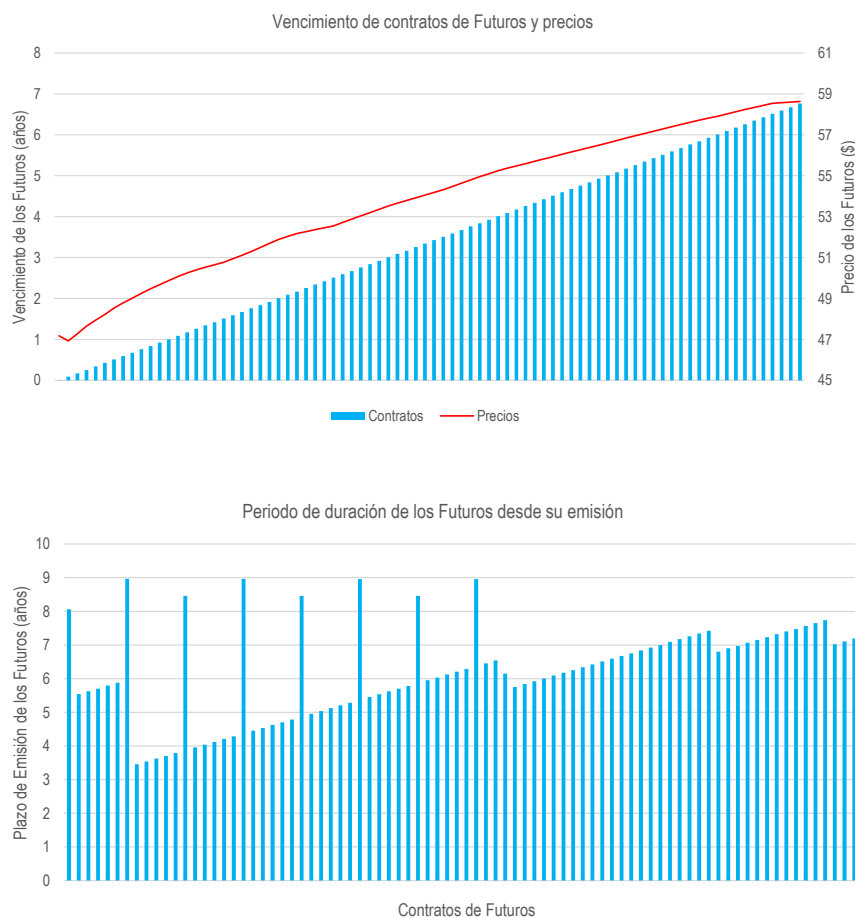


Figura 5.44

Como podemos observar, el mercado está descontando el precio del Brent en un rango entre 45 y 58 dólares por barril, lo cual es absolutamente consistente con las conclusiones alcanzadas en nuestro estudio empírico, las cuales presentamos a continuación.

5.3.3 Conclusión

De acuerdo con las metodologías anteriores, estamos en disposición de plantear diferentes escenarios de precios, que son compilados en un escenario único como un promedio.

El horizonte temporal afectado por este cálculo será 2020, considerando que más allá de cinco años, cualquier previsión, ya de por sí aventurada, no es confiable.

Estos datos serán utilizados como parámetros del siguiente capítulo de valoración del activo valor el cual, a su vez, será un “input” en el siguiente capítulo de metodologías de optimización en la toma de decisiones. Como hemos dicho anteriormente, en la valoración de un activo petrolero, normalmente contaremos con las previsiones de precios realizadas por la compañía de acuerdo a su mejor juicio, de las cuales dependerá el presupuesto de cada año. Por ello, es necesario que estas estimaciones continúen siendo un referente. Por nuestra parte, configuraremos un escenario alternativo.

	2016	2017	2018	2019	2020
Proceso de Wiener	53,5	70,7	56,2	36,3	69,3
Reversión a la media	47,1	53,5	58,8	62,5	64,9
Regresión polinómica	62,8	61,4	66,3	75,5	86,5
GARCH	56,2	56,3	55,8	53,9	50,9
ARIMA	73,4	81,6	87,9	93,2	97,9
<i>Fuente: Bloomberg y cálculos propios</i>					
Promedio	58,6	64,7	65,0	64,3	73,9
Diferencial de la MMP de los últimos 10 años con el Brent					8,6
Precio de la MMP	67,2	73,3	73,6	72,9	82,5

Figura 5.55

6 IMPACTO DEL REGIMEN CONTRACTUAL Y FISCAL EN EL VALOR DE LOS ACTIVOS PETROLEROS

La fiscalidad es un aspecto fundamental de la industria del petróleo y el gas, sobre todo considerando la heterogeneidad de estructuras impositivas vigentes internacionalmente. Cada país es único a la hora de determinar sus impuestos, por ejemplo Perú, combina dos estructuras diferentes (concesional y de producción compartida), y México, presente en esta Tesis, está manejando varias, durante su etapa de transición a la Reforma.

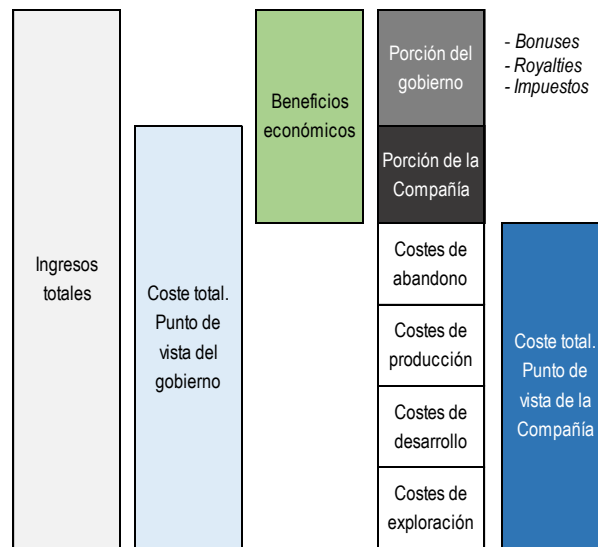
Los gobiernos intentan recaudar la mayor parte del beneficio disponible de una explotación, y lo hacen a varios niveles: bonus, royalties e impuestos a la renta. En este sentido, es importante tener en cuenta que en los países monopolistas, la eficiencia del sector se medirá por la capacidad del sistema fiscal de adecuarse a las expectativas de los potenciales inversores y a las necesidades del mismo Estado. En este sentido, el concepto de “tomadores de riesgos” debe entenderse con precisión. Asumiendo que nueve de cada diez proyectos exploratorios serán un fracaso, las IOC, los inversores y los socios, podrán diversificar este riesgo mediante la elección de un portfolio equilibrado. Pero esto no es posible para una NOC, con lo cual su fracaso y sus riesgos serán mucho mayores. Por lo tanto, la determinación de un determinado sistema fiscal, que compense este riesgo, que deje recursos suficientes para la inversión y reposición de reservas de la NOC, y que sea atractivo para los inversores, es un tema complejo.

Las estructuras fiscales aplicables en el sector de hidrocarburos a nivel mundial dependen de los tipos de contrato que cada país utiliza en la explotación de sus recursos. Los contratos se dividen según la actividad realizada (*upstream o downstream*), pero en la presente Tesis solamente analizaremos los de upstream.

El “contrato petrolero” en el *upstream*, se podría definir de una manera simple como “aquél acto jurídico realizado entre el Estado y una compañía independiente, por medio del cual la segunda a cambio de una remuneración (que varía según el tipo de contrato) se compromete a explorar un área geográfica determinada con el fin de extraer petróleo”.

Como introducción, observemos en la Figura 6.1⁹⁵ la distribución de los ingresos percibidos por la venta de crudo, entre los diferentes conceptos que pueden estar reflejados en un contrato:

⁹⁵ International exploration economics, risk and contract analysis. 2003. Daniel Johnson



Fuente: *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. Daniel Johnston

Figura 6.1

Plantearemos una visión de los contratos y la fiscalidad vigente a día de hoy en el sector del Petróleo y Gas, desde lo general, presentando una descripción global, a lo particular, mostrando la situación experimentada por México previa y durante la Reforma Energética actual, pasando por las particularidades de Latinoamérica, como región fundamental dentro de la industria.

Pero en primer lugar haremos un breve resumen de los conceptos y mecanismos fiscales utilizados en los contratos por los gobiernos para instrumentalizar sus cobros.

6.1 MECANISMOS DE LOS ESTADOS⁹⁶

Los principales mecanismos y conceptos utilizados por los gobiernos para detraer su parte en renta petrolera son (en el Anexo H podemos encontrar una comparativa internacional sobre las cargas impositivas vigentes y su impacto en gobierno y compañía⁹⁷):

6.1.1 Regalías o royalties

Su origen responde a los pagos realizados al rey por la explotación de un recurso natural. Con el transcurso del tiempo, su definición se refinó y actualmente se acepta la regalía como la compensación obligatoria en dinero o especie por la explotación de un recurso natural no renovable, pagada al propietario de éste. En Estados Unidos de América, las regalías históricamente se situaron en el orden de 1/8 del ingreso bruto, ahora es usual encontrar regalías de 1/4.

⁹⁶ Wright & Gallun (2005)

⁹⁷ *International Petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. Daniel Johnston. 2003

Operativamente la regalía consiste en aplicar un porcentaje específico sobre el volumen o valor de la producción medidos en boca de pozo. El concepto de royalty se asimila a la propiedad, por lo tanto, la mayoría de los PSC no contemplan este concepto y sí lo hacen los contratos de concesión.

6.1.2 Bonos

Los bonos son pagados después de la firma de los contratos, por ellos se les suele denominar “signature bonus” o bonos a la firma. Normalmente son pagados en efectivo, aunque pueden consistir en equipamiento y tecnología.

No todos los PSC tienen un bono a la firma, pudiendo determinarse como una cantidad a pagar cuando el campo alcanza una determinada producción.

6.1.3 Impuesto a la Producción

Generalmente consiste en un porcentaje fijo aplicado sobre el total del volumen producido. De esta forma ni siquiera es necesario conocer el precio de venta del recurso, dado que su cálculo es volumétrico.

Desde un punto de vista económico, posee las mismas ventajas y desventajas señaladas para las regalías, dado que su cobro es muy parecido, sin embargo, se puede añadir una desventaja adicional, y es que no considera el precio del crudo, con lo cual, en condiciones de mercado desfavorables (precios bajos) la cuota a pagar permanece invariable, dañando aún más la rentabilidad del campo.

6.2 LA PARTICIPACIÓN ESTATAL

El Estado también puede tener, generalmente a través de su empresa petrolera, una participación contractual en la operación del campo. No se la cataloga como regalía o impuesto, porque los recursos obtenidos a través de este instrumento deberían destinarse a financiar las actividades de dicha empresa. Los porcentajes aplicados también pueden ser fijos o variables.

Esta participación también puede variar de acuerdo a la base sobre la que se aplica, en algunos casos será sobre el ingreso bruto y en otros, sobre la utilidad de la compañía. En los contratos de servicios, usualmente se aplican porcentajes sobre los ingresos brutos de la operación, medidos en la Boca de Pozo, mientras que, en los contratos de producción compartida, estos porcentajes se aplican después de haber sido cubiertos los costes de OPEX y CAPEX.

Muchas veces, el término Participación del Estado, ha sido utilizado de forma ambigua, en algunos casos se lo utiliza para medir los recursos monetarios que quedan en el Estado respecto a los ingresos brutos, mientras que, en otros casos, el mismo término es utilizado para medir estos recursos, pero sobre los beneficios de la operación.

No es lo mismo la participación del estado en los primeros años de operación, cuando la inversión es elevada y por tanto los beneficios pequeños, que en los últimos años, cuando ya se recuperó gran parte de la inversión y por ello los beneficios son elevados.

6.3 TIPOS DE CONTRATOS PETROLEROS

El diseño de un sistema fiscal eficiente debe considerar el riesgo geológico y político, así como el potencial de rendimiento de los recursos negociados. Por ejemplo, Malasia tiene uno de los sistemas fiscales más duros en Asia, pero a cambio posee un potencial geológico enorme, con lo cual, muchas compañías desean explorar en este país. El caso opuesto podría ser España con un impuesto efectivo de sólo un 40%.

Los gobiernos y las compañías negocian sus intereses bajo dos esquemas básicos: *concesión o contrato*, y la diferencia fundamental entre ambos radica en el concepto de la “propiedad” de los recursos minerales.

- Sistema concesional: permite la propiedad privada de los recursos minerales. Estados Unidos es el caso extremo permitiendo que individuos tengan la propiedad de los recursos. En la mayoría de los países los gobiernos ostentan la propiedad de los recursos, y bajo un contrato de concesión transfiere su titularidad a la compañía que los explotará, en ese momento la compañía será sujeto del pago de royalties e impuestos.
- Sistema contractual: el gobierno retiene la propiedad de los minerales. Las compañías tendrán el derecho de recibir una parte de la producción, en dinero o en especie, de acuerdo a un contrato de producción compartida (PSC⁹⁸).

Los PSC son mucho más usados a nivel internacional, baste mencionar que en 1994 solo 9 países funcionaban bajo un sistema concesional, y 44 bajo un sistema contractual.

Una diferencia importante entre ambos sistemas, es el momento en el que se toma propiedad del crudo por parte de la compañía: mientras que el contrato de concesión, la titularidad del crudo es en la boca del pozo, en el contrato de producción compartida, este derecho se adquiere en el punto de exportación.

6.3.1 Contrato de concesión o licencia

El Contrato de Concesión, (en adelante el CC), se desarrolló desde el año 1950, en respuesta a las cambiantes circunstancias políticas y económicas mundiales en las relaciones estatales. Este contrato mantiene la forma básica de lo que antes de la época señalada se conocía como concesión y en otras partes como licencia o permiso.

⁹⁸ Production Sharing Contract

El CC autoriza a una compañía petrolera a explorar y explotar las reservas petroleras de un área determinada, dándole un amplio campo de discrecionalidad a la compañía para el desarrollo de las operaciones.

A través de este contrato, el concesionario adquiere derechos de propiedad sobre el área concedida, tiene pleno control sobre las operaciones y se hace dueño de la mayor parte de la producción extraída. La principal función del Estado es la de cobrar los impuestos y las regalías (royalties). El CC para las empresas petroleras es más favorable que otras modalidades contractuales, ya que su naturaleza legal es asumir todo el riesgo, pero con plena propiedad sobre el recurso.

En este punto, debe hacerse la precisión de que el recurso es de propiedad estatal, pero únicamente durante la vigencia de la concesión, la propiedad de éste pasa al concesionario, por regla general, en el momento en el que llegue a la boca del pozo.

Los derechos que se le conceden al concesionario incluyen todos los referidos a la operación, la propiedad y uso de las áreas para propósitos exploratorios y de producción. El derecho a la refinación del crudo por lo general se lo reserva el Estado.

Otro punto que debe analizarse es el de la duración de los periodos de exploración y de producción. Estos periodos difieren entre uno y otro país.

Por otra parte, el concesionario está obligado a informar al gobierno del avance en las diferentes operaciones desde el inicio de las mismas y las inversiones que se realizan al final de cada año o periodo. También se obliga a establecer planes anuales de producción que deben ser enviados a la autoridad respectiva.

El gobierno tiene el derecho de requerir al concesionario acelerar la producción en el área concedida cuando el país tenga bajos niveles de producción.

En cuanto a la obligación de devolución de áreas, el CC tiene una cláusula donde el concesionario debe ir paulatinamente delimitando el bloque exploratorio de acuerdo con un cronograma que varía según el país y si la exploración se hace *onshore* (costa adentro) u *offshore* (costa afuera).

En cuanto a las obligaciones económicas del concesionario éste debe pagar, en líneas generales y variando de un país a otro, *un canon* por el área concedida, *regalías o royalties e impuestos sobre la renta*.

El canon es una suma de dinero que se paga por cada km² que se concede. Este canon se establece en cada contrato en particular y varía si es para exploración costa afuera (*offshore*).

Las regalías son el precio que se paga por extraer el recurso. Se puede pagar en dinero o en especie, y sus fórmulas de cálculo varían dramáticamente de un país a otro.

El precio que por regla general se utiliza para pagar regalías es el precio internacional del crudo. En lo referente al impuesto que se cobra, se trata simplemente del impuesto a la renta que se calcula sobre las utilidades netas provenientes de la operación de la compañía.

Para facilitar la comprensión sobre el funcionamiento de un contrato de concesión, y sobre todo la comparación con otros sistemas, en cuanto a la aplicación de cada concepto, presentamos a continuación cual serían los flujos asociados:

Royalty	+ Ingresos brutos
	- Royalty
	= Ingresos netos
Deducciones	- Royalty
	- OPEX
	- IDC ¹
	- DD&AA ²
	- Intereses de la deuda capitalizados ³
	- Perdidas compensables
IRS	- Bonos ⁴
	= Renta sujeta a impuesto
	- IRS
	= Renta neta

1 Intangible Drilling Costs: Gastos necesarios para el drilling pero no directamente relacionados (ejemplo: limpieza, combustibles, etc...)

2 Depletion, Depreciation, Amortization and Abandon

3 Si son permitidos

4 Si son permitidos

Figura 6.2

A nivel contable, los IDC en algunos países no se pueden amortizar y simplemente son llegados a gastos en el año en que se incurren, siendo igualmente deducibles. La mayoría de las normativas contables internacionales no hacen distinción entre IDC y OPEX, salvo que los primeros se produzcan antes de la fase de producción.

6.3.2 Contratos de producción compartida

En la industria, Indonesia es el país pionero y que fija los estándares del PSC, con el primer contrato firmado a principios de los 60. Curiosamente Francia, que inspira su fiscalidad en un esquema de PSC, articula finalmente sus impuestos mediante royalties e impuestos, lo cual es una ironía.

En sentido estricto, podríamos decir que un PSC es un contrato de riesgo, ya que la compañía asume todos los riesgos exploratorios y de producción a cambio de una remuneración.

Desde un punto de vista estrictamente legal: “El PSC es un acuerdo por el cual una compañía petrolera extranjera, actuando como contratista del gobierno o de la empresa petrolera estatal, recupera los costes de la producción de cada año y tiene derecho a recibir cierta parte de la producción restante como pago por los riesgos exploratorios asumidos y el desarrollo de los servicios desarrollados si hay un descubrimiento comerciable.”

Dentro de los principales puntos que caracterizan al PSC encontramos los siguientes:

- La compañía petrolera es un simple contratista que no tiene derechos de propiedad sobre el área contratada, como si sucede en la concesión.
- La naturaleza legal del contrato es que el contratista asume el riesgo, pero con derecho a parte de la producción.
- Tanto el tiempo de duración del contrato como el área contratada, varían de un país a otro dependiendo de las condiciones que se negocien; en cuanto al tiempo de duración, este puede ir de 20 a 60 años.
- Otra importante cláusula es la declaración de comercialidad. Esta declaración es hecha por el gobierno o la empresa estatal y es necesaria para el inicio de la etapa de desarrollo, posterior a la etapa exploratoria. Para que se declare la comercialidad el contratista debe demostrar que el Estado va a recibir un porcentaje mínimo sobre los ingresos totales en toda la vida del campo.
- Otro punto de suma importancia en los PSC es el mecanismo de recuperación de costes, que permite al contratista recuperar todos los costes operativos de la producción si hay un descubrimiento comercial.
- La parte de crudo que se usa para el reembolso de esos costes se denomina “Cost Oil” (petróleo de costo). Ese petróleo de costo es un porcentaje total de la producción que varía en cada contrato y cuyo método de cálculo también difiere entre un modelo de contrato y otro.
- Por último, la cláusula que tal vez, caracteriza más al PSC es la de reparto de la producción: en esta cláusula el crudo remanente, luego de la deducción de costes mediante el “Cost Oil,” se toma como petróleo para repartir entre la empresa estatal y el contratista en partes preestablecidas en el modelo de contrato y que no son objeto de negociación al momento de la contratación. Las figuras impositivas que afectan a este tipo de contrato funcionarían de la siguiente forma:
 - El contratista paga un bono al Estado al momento que se firma el contrato.
 - El Estado Nacional retiene la propiedad de las reservas, simplemente asegura al contratista el derecho a explorar, desarrollar y producir las reservas.
 - El contratista paga todos los costes y riesgos asociados a la exploración y el Estado (generalmente a través de la empresa estatal) se reserva el derecho de asociarse en la etapa de desarrollo y producción del yacimiento.

- El contratista usualmente debe cubrir los costes de entrenamiento de personal local y/o dar dinero para financiar estos conceptos, estos costes pueden recuperarse en el futuro.

En este caso, y como presentamos en el esquema concesional, la aplicación de cada uno de los conceptos sería como sigue:

Royalty	+ Ingresos brutos	
	- Royalty	
	= Ingresos netos	
Petróleo para la recuperación de costes "Cost Oil"	+ OPEX	
	+ IDC ¹	
	+ DD&AA ²	
	+ Intereses de la deuda capitalizados ³	
	+ Costes no recuperados por falta de flujo	
	= Beneficio del petróleo "Profit Oil"	
	% contratista	Beneficio del petróleo del contratista
	% del gobierno	Beneficio del petróleo del gobierno
Deducciones	- Royalty	
	- OPEX	
	- TCC ⁵	
	- IDC ¹	
	- DD&AA ²	
	- Intereses de la deuda capitalizados ³	
	- Parte del Profit Oil del gobierno	
	- Bonos ⁴	
	= Renta sujeta a impuesto	
	- IRS	
	= Renta neta para la compañía	

1 Intangible Drilling Costs: Gastos necesarios para el drilling pero no directamente relacionados (ejemplo: limpieza, combustibles, etc...)

2 Depletion, Depreciation, Amortization and Abandon

3 Si son permitidos

4 Si son permitidos

5 Gastos directamente relacionados con el drilling

Figura 6.3

Como podemos observar para el cálculo de la renta perteneciente a la compañía seguimos una serie de pasos:

1. El primer paso es la aplicación de royalties, si los hubiere.
2. El segundo paso es el cálculo de la recuperación de costes o "Cost Oil" a partir de los ingresos netos.
3. El tercer paso será la repartición del beneficio del petróleo o "Profit Oil".
4. El cuarto paso es la aplicación del impuesto sobre la renta a la parte de la compañía.

6.3.2.1 El concepto del “Cost Oil”, “Cost Recovery” o crudo para la recuperación de costes

El “Cost Oil” es el medio por el cual la compañía recupera los costes de exploración, desarrollo y operación. Normalmente este concepto tiene un límite entre el 30% y el 60% aplicado a los ingresos brutos con lo cual, si los costes operativos más DD&AA son superiores a este límite, el remanente pasará a engrosar el saldo de la cuenta “costes no recuperados por falta de flujo y tendrán derecho a su recuperación en años sucesivos.

Como hemos visto en la Figura 6.3, los conceptos que normalmente integran el “Cost Oil” son los siguientes:

- Costes no recuperados en ejercicios anteriores
- OPEX
- IDC llevados a gastos
- DD&A del año corriente
- Gastos financieros activados (con limitaciones)
- Costes de abandono

Una vez que los gastos de exploración y desarrollo han sido recuperados, los OPEX comprenden la mayoría del “Cost Oil”, en este momento la recuperación de costes estará en un rango del 15%-30% de los ingresos.

Un caso interesante es el de Indonesia, donde el gobierno establece un reparto del 85/15, el cual a primera vista parece muy agresivo, pero la razón es la ausencia de royalties. Los mecanismos establecidos por el gobierno de Indonesia son dos: (i) un reparto del “profit oil” 71/29 en números redondos, y (ii) un impuesto sobre la renta del 48%. El resultado como veremos a continuación será un agregado 85/15:

Partamos de una producción estimada de 100 MMbbls y un “cost recovery” del 35%:

	100	Producción bruta
	-35	Recuperación de coste
	<u>65</u>	
71%	46,2	Parte del gobierno
29%	18,9	Parte de la compañía
48%	-9,0	IRS
<u>15,1%</u>	<u>9,8</u>	Parte de la compañía después de impuestos
	35	Recuperación de coste
	<u>44,8</u>	Derechos financieros totales de la compañía (Recuperación de coste + Parte de la compañía después de impuestos)

6.3.3 Contratos de servicio

En el contrato de servicio (en adelante CS) la característica fundamental es el máximo control de la compañía estatal sobre el proyecto con una influencia mínima de inversionista extranjero.

Este contrato se empezó a desarrollar desde los años sesenta, pero en la forma que lo conocemos hoy fue utilizada solo a partir de 1976 en Brasil, para contratar áreas “offshore” de su territorio.

La filosofía que rige a este contrato, es el pago por la realización de un servicio. Estos contratos se pueden dividir en dos categorías: los contratos con riesgo o sin riesgo, y la diferencia fundamental entre ambos contratos es si la remuneración está basada en los beneficios o no. De hecho, los contratos puros de servicios o sin riesgo, en los cuales la compañía o el contratista exclusivamente desarrolla un servicio a cambio de unos honorarios manteniendo el gobierno todo el riesgo, son bastante raros, podríamos encontrarlos en Oriente Medio, donde el gobierno tiene suficiente capital, pero requiere tecnología.

Bajo la primera modalidad la compañía privada es contratada para la realización de un servicio por el cual se le paga un precio. El riesgo lo corre el país que contrata dichos servicios.

En tanto que, en el contrato de servicio con riesgo, la compañía privada acepta aportar todo el capital y sus servicios para la exploración y desarrollo.

La contratista corre con el riesgo de que no se le pague en caso de que no se halle petróleo. La remuneración depende de la fórmula que establezca la compañía estatal y que puede consistir en una suma fija por barril extraído, o se le paga según el tamaño del descubrimiento, la cantidad de capital invertido u otros factores.

El contrato se divide generalmente en tres periodos: exploración, desarrollo y producción, los cuales se dividen a su vez en distintas fases.

A nivel impositivo este contrato se ve gravado de la siguiente forma:

- Existe el pago de un bono al Estado cuando se firma el contrato.
- Pagos de regalías al Estado cuando se produce el campo.
- Las reservas quedan en propiedad del Estado.
- Todos los costes y riesgos de las etapas de exploración, desarrollo y producción las asume el contratista.
- El contratista recupera los OPEX y CAPEX a través de pagos por sus operaciones.
- El Estado puede participar en la operación junto al contratista.

6.3.4 Contratos Híbridos

El contrato híbrido, surge en la República Popular China al principio de la década de 1980, según esta modalidad, en un contrato petrolero compuesto deben utilizarse las ventajas de los diferentes tipos contractuales, al tiempo que se evitan sus desventajas.

El contrato híbrido chino está influenciado por el Joint Venture de Noruega, el CDP de Indonesia y el CRS de Brasil.

Del modelo noruego se tomó el porcentaje de participación estatal en los proyectos (que está entre el 50% y el 80%); de Indonesia fue tomado el esquema de pago en especie y de Brasil la retoma del manejo en la etapa de producción y el control conjunto con el contratista sobre el proyecto.

6.3.5 Acuerdo de operación conjunta

Creado para promover la exploración en áreas marginales con bajo riesgo exploratorio. En este contrato la empresa estatal participa con el 50%.

Aquí el contratista, durante un cierto número de años, invierte una suma de dinero igual a la que había invertido la empresa estatal en exploración en esa misma área. Del total de la producción el 50% va para el contratista para que recupere sus costes y el restante 50% se divide entre la compañía estatal y el contratista.

Siguiendo a Johnston & Johnston (2002) y Johnston (2003) la Figura 6.2⁹⁹ presenta el resumen, realizado por estos autores, de las formas contractuales generalmente utilizadas en el mundo.

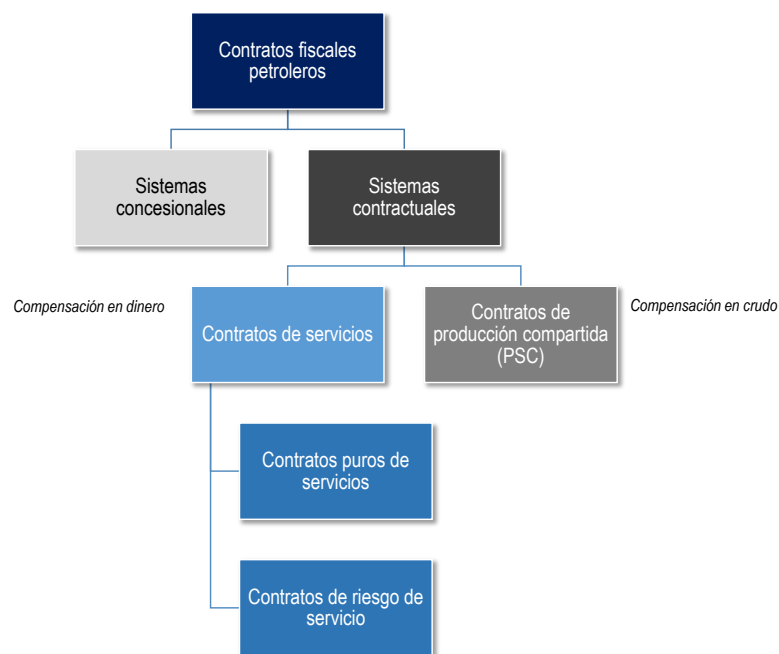


Figura 6.2

6.4 FORMAS DE FINANCIACIÓN MEDIANTE LA GESTIÓN DE LOS CONTRATOS

El caso práctico desarrollado en esta Tesis, se encuadra en un marco de precios bajos y en descenso, después de años de experimentar volatilidades extremas. Bajo este escenario, el crédito senior tradicional se vuelve escaso y las compañías buscan la financiación y refinanciación de sus proyectos de exploración y producción mediante otras formas de crédito, y también, cada vez de forma más habitual, a través la

⁹⁹ International petroleum fiscal systems and production sharing contracts. D. Johnston. 2003

desinversión¹⁰⁰ de porcentajes de sus derechos de exploración¹⁰¹. La entrada de un socio o inversor, será una forma de compartir la inversión y el riesgo.

En los procesos de desinversión de porcentajes de participación y entrada de socios, definiríamos dos alternativas, según estemos bajo un sistema concesional o contractual:

- Concesión administrativa: En este caso, la desinversión del porcentaje de participación se denominará “carve-out”, y la forma de colaboración en la explotación del yacimiento entre poseedor de la concesión e inversor, será también una *joint venture*.
- Sistema contractual, contrato de producción compartida: La desinversión se denomina Farm-out¹⁰², que es un acuerdo mediante el cual el poseedor de una licencia de explotación sobre un área concreta, a través de la constitución de una *joint venture*, cede a un tercero un porcentaje (*working interest*) del derecho concedido por el gobierno. Las razones de la realización de un *farm-out* son normalmente la necesidad de fondos, conocimiento o tecnología, por parte del poseedor de la licencia, y la necesidad de reservas por parte del inversor, el cual en este caso sería un socio operador. El funcionamiento de la *joint venture*, es decir, las obligaciones de ambas partes, se regirán por el acuerdo de operación conjunta¹⁰³.

En una *joint venture*, cada uno de los socios atenderá las necesidades financieras de la operativa, de acuerdo al porcentaje detentado, mediante los llamados “cash call”. Puede darse el caso de que el poseedor de la licencia (una NOC o IOC) no disponga de los fondos necesarios para atender a su porcentaje, en este caso se crea una cuenta acreedora donde se van acumulando los sucesivos *cash call*, llamada “carry” hasta que la producción es efectiva y el propietario recibe fondos y cancela en *carry*. Es común que una de las partes comience con la inversión en solitario, ya que la otra parte lo que necesita es financiamiento. Durante este tiempo de inversión se va constituyendo un “development carry”, que viene a ser la deuda que luego se irá pagando gradualmente con la producción. Es común que el *carry* tenga estipulado un interés financiero como cualquier otro préstamo.

De forma complementaria, un *farm-in* será la adquisición del porcentaje de interés al poseedor de la licencia ya concedida.

En el Anexo H¹⁰⁴ presentamos una comparativa referente a la carga impositiva en la explotación de hidrocarburos en diferentes países.

¹⁰⁰ Denominado Farm-out o Carve-out según sea la forma de explotación, bajo contratos de producción compartida (la primera) o concesión (la segunda)

¹⁰¹ En forma de concesiones, asignaciones o contratos de producción compartida

¹⁰² Daintith & Willoughby. United Kingdom Oil and Gas Law (Second Edition)

¹⁰³ Joint Operating Agreement (JOA)

¹⁰⁴ International exploration economics, risk and contract analysis. Daniel Johnson

6.5 TIPOS DE CONTRATOS EN MÉXICO

El Ejecutivo Federal presentó el 8 de septiembre de 2013, el paquete económico para 2014, que incluyó el proyecto de decreto por el que se enuncia la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

Esta Ley sustituirá a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 en Materia del Petróleo, así como reformas a la Ley de Inversión Extranjera, Ley Minera y Ley de Asociaciones Público Privadas.

La ley propuesta señala dos modalidades contractuales para la exploración y explotación del petróleo en el subsuelo y aguas profundas del territorio mexicano, las llamadas "asignaciones" y "contratos".

Las "asignaciones" denominadas también, "Ronda Cero", consisten en la adjudicación directa que hace el Estado, por conducto de la Secretaría de Energía, con la opinión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a PEMEX o a las empresas productivas del Estado, de ciertas áreas de explotación o campos, para efectuar trabajos de exploración y producción.

Los "contratos", son aquellos que previa licitación pública convocada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), adjudica, ya sea a PEMEX o a compañías independientes, de forma individual o en asociación, determinadas áreas para su exploración y producción.

Por otra parte, se promueve el mercado de combustibles, entre PEMEX y entes privados, al otorgarse estos, el acceso abierto a poliductos y terminales de almacenamiento. Dicho proceso entraría en vigor, a partir del año 2019.

6.5.1 Esquemas contractuales

Hasta la entrada en vigor de la Reforma Energética, PEMEX tributa bajo la *Ley Federal de Derechos* (Anexo I).

Los tipos de contratos vigentes o planteados a partir de la LISH son muy similares a los operados en el sector a nivel mundial. Podemos observar las características principales de cada uno de ellos en el Anexo I:

A. Asignaciones

B. Contratos:

- Licencia
- Utilidad Compartida (CUC). Compensación en efectivo.
- Producción Compartida (CPC). Comensación en crudo.
- Servicios

En CUC y CPC se podrá optar por incluir una contraprestación para el contratista en concepto de recuperación de costes.

El contrato de Servicios no queda definido en la LISH. Se trata de un contrato genérico de servicios.

Adicionalmente, se debe soportar la contraprestación a la que tendrán derecho los titulares de los terrenos, calculada con arreglo al Artículo 101 de la Ley de Hidrocarburos. No se ha considerado el pago de esta contraprestación en el caso de campos marinos.

Cada esquema tiene sus propias parámetros fiscales que definen la imposición específica a la que estará sujeto el campo. Adicionalmente, todas las explotaciones petrolíferas deberán tributar por los siguientes conceptos:

- Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos (IAEEH): Es un impuesto de nueva creación, al margen de los impuestos específicos de los contratos, que se debe pagar en función de la superficie por cada Contrato / Asignación.
- Impuesto Sobre la Renta (ISR): Es un impuesto general al que están sometidas todas las compañías. Históricamente PEMEX había estado exenta.

6.5.2 Impuestos que afectan a cada modalidad de contrato

Cada modalidad de contrato está sujeta a diferentes figuras tributarias:

	Bono a la Firma (Artículo 7)	Cuota Contractual Fase Exploratoria (Artículo 23)	Regalías (Artículo 24)	Contraprestación	Derecho sobre la Utilidad Compartida (DUC)	Derecho Extracción HCs (DEXTH)	Derecho Explor. Hcs (DEXPH)
Asignaciones	-	-	-	-	tasa del 65% al valor de los HCs extraídos	Tasa sobre el Valor de HCs extraídos	por la parte de Área no en producción
Contratos – Licencias	A fijar para cada Contrato por la SHCP	Por la parte de Área no en producción	Tasa sobre el Valor Contractual de HC	Tasa del Valor Contractual. de los HCs	-	-	-
CUCs (Artículo 11)	-	Por la parte de Área no en producción	Tasa sobre el Valor Contractual de HC	Porcentaje (%) a la Utilidad Operativa	-	-	-
CPCs (Artículo 12)	-	Por la parte de Área no en producción	Tasa sobre el Valor Contractual de HC	Porcentaje (%) a la Utilidad Operativa	-	-	-
Contratos de Servicios	-	-	-	-	-	-	-

Figura 6.10

	Operativa Anterior	Asignaciones	Licencias	CPC	CUC	Contrato De Servicios
Control sobre la producción	No se pierde el control de la producción	No se pierde el control de la producción	No se pierde el control de la producción	Cobro en especie (CNH / FMP)	Cobro en efectivo (CNH / FMP)	Cobro en efectivo (CNH / FMP)
Comercializador	Operador total Producción	Operador total Producción	Operador total Producción	Operador (Producción atribuible)	Estatat (total producción)	Estatat (total producción)
Upside precio	Compartido	Compartido	Mixto – Aumento carga fiscal & gastos deducibles	Progresividad fiscal sin variación de cost cap	Progresividad fiscal sin variación de cost cap	Estatat / Nulo
Tipo de “government take”	Cash en base a producción valorada	Cash en base a producción valorada	Cash en base a producción valorada	Producción	Cash en base a utilidad determinada	n.d.
Cost Oil	Recuperado (parcialmente) a través de DOSH	Recuperado (parcialmente) a través de DUC & ISR	Recuperado (parcialmente) a través de DUC & ISR	Recuperado (parcialmente) a través de Regalías & ISR	Compensado por FMP	n.d.
Esquema fiscal determinado	SI	SI	SI – Términos definidos en cada Licencia	SI – Términos definidos en cada Licencia	SI – Términos definidos en cada Licencia	NO

Figura 6.11

	Operativa Anterior	Asignaciones	Licencias	CPC	CUC	Contrato De Servicios
Base Fiscal	Teórica, superior al nominal	Teórica, superior al nominal	Teórica, superior al nominal	Real	Real	n.d.
DOSH	SI	NO	NO	NO	NO	NO
COST OIL	Deducible % fijo determinado por (SHCP) Hacienda	Deducible % fijo determinado por (SHCP) Hacienda	Deducible % variable determinado por (SHCP) Hacienda	Deducible % variable determinado por (SHCP) Hacienda	Deducible % variable determinado por (SHCP) Hacienda & FMP	n.d.
DUC	NO	SI – Proyectando una reducción progresiva	NO	NO	NO	n.d.
BONO	NO	NO	SI	NO	NO	n.d.
Recuperación de inversiones pasadas	SI	SI	NO	NO	NO	n.d.
Tasa al valor contractual hidrocarburos	NO	NO	SI - % Variable en el contrato y ajustable	SI - % Variable en el contrato y ajustable	SI - % Variable en el contrato y ajustable	n.d.

Figura 6.12

	Operativa Anterior	Asignaciones	Licencias	CPC	CUC	Contrato De Servicios
Royalty	NO	NO	SI – variable s/precio de crudo	SI – variable s/precio de crudo	SI – variable s/precio de crudo	n.d.
Derechos de Exploración / Explotación	NO	SI	SI	SI	SI	n.d.
ISR	NO	SI – Deducciones & base no determinadas	SI – Deducciones & base no determinadas	SI – Deducciones & base no determinadas	SI – Deducciones & base no determinadas	SI – Deducciones & base no determinadas
Otros tributos	NO	SI	SI	SI	SI	n.d.
Obligaciones de contrato	PEMEX	PEMEX (Asignatario)	Contratista	Contratista	Contratista / FMP	n.d.

Figura 6.13

7 VALORACIÓN DE UN PROYECTO PETROLÍFERO

Es importante en el inicio de este capítulo, poner de relevancia, que no es el objetivo fundamental de la presente Tesis, la explicación y el desarrollo de los conceptos y mecanismos básicos de la teoría de la valoración. La valoración en sí, será simplemente el punto de partida para un objetivo más ambicioso, relacionado con la optimización del valor y las herramientas de decisión.

El valor será un dato primario para la aplicación de los modelos de tratamiento de los diferentes tipos de riesgos, tema que junto con la reflexión sobre la formación de los precios en el sector, conforman el reto intelectual del presente trabajo.

7.1 MÉTODOS DE CONTABILIZACIÓN EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS

Antes de sumergirnos en detalle en cada una de las metodologías de valoración, es importante conocer las formas de contabilización en la industria, para comprender el origen de los datos, y de esta forma hacer un uso correcto de ellos.

Los estados financieros de las compañías de E&P están preparados de acuerdo a los principios generalmente aceptados de contabilidad (GAAP), pudiendo utilizarse dos alternativas: (i) *Successful efforts (SE)*, o (ii) *Full cost (FC)*¹⁰⁵, para la contabilidad de las reservas de petróleo y gas.

Estos métodos difieren en el tratamiento de los gastos operativos (OPEX) relativos a la exploración, en contraposición a los costes de desarrollo que son capitalizados en ambos métodos. Los costes de exploración son aquellos incurridos en la recolección y análisis de datos, así como la perforación de pozos exploratorios.

El método de SE capitaliza solamente aquellos costes de exploración asociados con el descubrimiento exitoso de reservas, llevando inmediatamente a gastos, las partidas correspondientes a un yacimiento seco. Por el contrario, el FC capitaliza todos los gastos de exploración independientemente de su resultado.

7.1.1 Análisis de los estados financieros

Cuando se analizan los estados financieros históricos es conveniente incluir los volúmenes de producción histórica, así como la evolución de los precios. Ya que los hidrocarburos son un *commodity*, los volúmenes físicos indican si la compañía esta produciendo más o menos, independientemente de resultado de los ingresos. Como ya hemos mencionado, la producción normalmente se indica en barriles de petróleo equivalente (boe) o en miles de pies cúbicos equivalentes (mcfe) en el caso del gas.

¹⁰⁵ No sería adecuada una traducción literal, como esfuerzos con éxito o coste total

La conversión de gas a petróleo equivalente está basada en 6.000 pies cúbicos de gas por cada barril de petróleo.

En las compañías de E&P a diferencia de otros sectores industriales, en lugar del EBITDA¹⁰⁶, los analistas normalmente consideran el EBITDAX¹⁰⁷, medida que representa en EBITDA antes de los costes de exploración, para aquellas compañías que siguen el método de SE, ya que para las que utilizan el FC, estos gastos ya están incluidos en la depreciación. Por lo tanto, la importancia de esta medida, radica en que iguala y permite la comparación entre compañías independientemente del método de contabilización utilizado. Además es importante calcular varios ratios (por barril), tales como *lifting cost and finding cost*.

Full Cost	Successful Efforts
Operating Income	Operating income
Plus: Depreciation, Depletion and Amortization	Plus: Depreciation, depletion, and amortization
Plus: Accretion of Asset Retirement Obligation	Plus: Exploration expenses
Plus: Deferred Taxes	Plus: Dry hole, abandonment, and/or impairment expenses
	Plus: Accretion of asset retirement obligation
	Plus: Deferred taxes
= EBITDAX	= EBITDAX

Figura 7.1¹⁰⁸

7.1.2 Interpretación de los informes de reservas

La norma “The Pension Protection Act” de 2006, regula las sanciones que serán impuestas a los valoradores y consultores que acepten información de la dirección de las compañías sin la debida due diligence o verificación.

La SEC exige a las compañías el desarrollo de un DCF utilizando los precios del petróleo y el gas vigentes a la fecha de valoración (normalmente a 31 de diciembre), y mantener estos precios constantes durante toda la proyección. Además los flujos de caja calculados antes de impuestos serán descontados a una tasa del 10%¹⁰⁹. Aún así, si el objeto de la valoración es una transacción, el consultor podrá utilizar un *price deck*¹¹⁰ diferente, como por ejemplo los relativos a los futuros del NYMEX o ICE.

En resumen, a continuación mostramos algunos aspectos que hay que considerar en profundidad cuando revisamos un informe de valoración de reservas:

¹⁰⁶ Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

¹⁰⁷ Analysts usually consider EBITDAX a primary pricing metric for E&P companies. EBITDAX represents EBITDA before exploration costs for successful efforts companies. For full cost firms, exploration costs are embedded in depreciation and depletion, so EBITDAX equalizes both accounting types.

¹⁰⁸ “Oil & Gas Company Valuations”. Alex W. Howard and Alan B. Harp

¹⁰⁹ SEC 10

¹¹⁰ Proyecciones

1. En primer lugar, y además de la clasificación de reservas explicada en capítulos anteriores, son de uso común los conceptos de “reservas probadas, desarrolladas y en producción” PDP, “reservas probadas, desarrolladas y que todavía no se están produciendo” PDNP, y de “reservas probadas pero no desarrolladas” PUD.
2. Que *price deck* fue usado en el informe, ya que a los efectos de una transacción, los precios utilizados en la valoración de las reservas, pueden ser demasiado conservadores comparados con los índices de futuros.
3. Materialidad en la comparación entre producción histórica y proyectada.
4. Están las PUD incluidas en la valoración, y que niveles de CAPEX han sido estimados para la recuperación de estas reservas?
5. Nivel de concentración por pozo o por región, ya que a mayor concentración, mayor riesgo.
6. Como se han tratado los costes de abandono.

7.2 MÉTODOS DE VALORACIÓN

Contemplaremos el valor de los activos con y sin el efecto fiscal de la regulación mexicana. Este punto será interesante para observar como la carga impositiva puede drenar el valor de los activos. A partir de esta reflexión podríamos abrir un nuevo y extenso capítulo sobre la diferencia entre la gestión y el objetivo de las NOCs y las IOCs. Las NOCs son, a través de los impuestos, un instrumento de la política de financiación de los países poseedores de las reservas, entendido como una fuente de recursos de las necesidades sociales del país, sin preocuparse de la creación de valor para unos accionistas inexistentes, cuestión ésta, que sí es el fin último de una IOC.

La problemática actual, es que bajo el escenario de precios bajos, Mexico se ha visto en la necesidad de abrir el mercado para atraer inversores que sustenten la actividad exploratoria y de desarrollo, al mismo tiempo que se retoma el reto de incrementar la producción. Como instrumento para conseguir estos objetivos el gobierno mexicano redacta el 28 de noviembre de 2008 la Reforma Energética, modificando en 2013 los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, cambiando el régimen jurídico de explotación de hidrocarburos. Finalmente en 2014, el Congreso aprueba las leyes secundarias de la reforma constitucional.

La cuestión es que bajo el esquema impositivo vigente hasta el 31 de diciembre de 2014, el interés de los inversores sería muy limitado. La prueba de ello han sido las dos rondas de licitación y apertura del sector, que han concluido en fracaso, lo cual ha dañado la imagen, del país y la propia PEMEX, en los mercados de forma crítica.

Para no centrar en exceso la presente Tesis en aspectos fiscales, hemos elegido como alternativa fiscal para la valoración de los activos, una de las modalidades propuestas a la SCHP¹¹¹, y más utilizada internacionalmente, denominada “Contrato de Producción Compartida” con recuperación de costes e inversiones, que como veremos, sería el esquema que maximizaría el retorno para el inversor minimizando la carga impositiva.

Hasta este momento, hemos completado diferentes capítulos. En primer lugar describiendo en detalle el funcionamiento y las variables principales del sector del petróleo, en segundo lugar, seleccionando y contextualizando las herramientas estadísticas y matemáticas que se ajustan a los modelos financieros utilizados. Y en este capítulo construiremos un modelo de valoración fundamental (llamado así, porque será, como hemos dicho, un punto de partida) con el cual obtendremos el valor de las reservas.

En cuanto a los modelos de valoración, y en función de su capacidad para incorporar el tratamiento de la incertidumbre en sus premisas, los clasificaremos en tres grupos principales, estáticos, dinámicos y contingentes.

Aswath Damodaran establece la siguiente clasificación de metodologías de valoración:

1. *Intrinsic valuation: Relates the value of an asset to its intrinsic characteristics: its capacity to generate cash flows and the risk in the cash flows. In its most common form, intrinsic value is computed with a discounted cash flow valuation, with the value of an asset being the present value of expected future cash flows on that asset.*
2. *Relative valuation or Pricing, estimates the value of an asset by looking at the pricing of “comparable” assets relative to a common variable like earnings, cashflows, book value or sales.*
3. *Contingent claim valuation, uses option pricing models to measure the value of assets that share option characteristics.*

En nuestro caso definiremos también aquellos métodos fundamentados en los valores contables, y además agruparemos el descuento de flujos de caja y la valoración por comparables, dentro de los métodos dinámicos.

7.2.1 Modelos estáticos

La definición de valoración estática se corresponde en la literatura tradicional, con el “valor contable ajustado”. Esta metodología consiste en valorar a precios de mercado activo por activo, y posteriormente aminorar este valor por el importe de las deudas de la empresa, actualizando posteriormente el valor de los fondos propios de la sociedad, de acuerdo a las plusvalías o minusvalías obtenidas de los activos. Evidentemente, si se trata de una empresa en la que los activos básicos sean intangibles la valoración estática tendrá poco significado.

Una vez actualizados a valor de mercado y deducidas las deudas conocidas de la sociedad debemos plantearnos si hemos de hacer algún ajuste adicional, entre otros, el efecto de los impuestos que se derivan

¹¹¹ Secretaría de Hacienda y Crédito Público

de las diferencias entre valores contables y de mercado. Ello llevaría a obtener el valor del activo neto de deuda (NAV) o el valor del activo neto de deuda y de impuestos (NNAV).

En cuanto al pasivo, lo más relevante suele ser introducir las contingencias de todo tipo: fiscales, laborales, medio ambientales, mercantiles, avales concedidos y pleitos en curso o previsibles. Evidentemente, ello requiere de una estimación, normalmente externa, de la cuantificación de estos pasivos que pueden ni siquiera estar en el balance de la sociedad. Al final, el valor final ajustado suele denominarse “valor sustancial”.

7.2.2 Métodos dinámicos

Los métodos dinámicos consideran a la empresa en movimiento. No se basarán en el balance como el anterior, sino que estimarán la riqueza (beneficios, flujos de caja o dividendos futuros) que generará una empresa o unos activos.

Si bien esta diferenciación es totalmente correcta, atendiendo a la inmovilidad de unas cifras fijas en una fecha, frente a otras que evolucionan en un horizonte temporal, podemos ser más estrictos en la interpretación del concepto de dinamismo. En nuestra experiencia en el mundo de la valoración, observamos como se utilizan modelos de descuento de flujos de caja confeccionados con unas cifras establecidas, que aportarán una conclusión. En el caso de requerir un escenario diferente, basado en premisas diferentes, construiremos un nuevo modelo de descuento de flujos y obtendremos una nueva conclusión.

Un dinamismo real, debe contemplar la incertidumbre de las principales variables como parámetro principal, incluyendo su comportamiento y modificando las conclusiones de forma continua. Construir un modelo con un criterio verdaderamente dinámico, supone incluir la flexibilidad.

Dentro de esta clasificación, desarrollaremos los métodos basados en la rentabilidad, concretamente el descuento de flujos de caja, y los métodos de mercado, a través de dos herramientas, múltiplos de compañías comparables y múltiplos de transacciones recientes. Teniendo en cuenta que los métodos de mercado, quedarán en un segundo plano, y serán utilizados para obtener un contraste de razonabilidad a los resultados obtenidos por el descuento de flujos de caja.

En los modelos de descuento de flujos de caja, trataremos la incertidumbre mediante la aplicación de Simulaciones de Montecarlo a las variables fundamentales del negocio, de acuerdo a distribuciones de probabilidad adecuadas para las características de cada una.

7.2.2.1 Método de rendimiento. Metodología de descuento de flujos de caja

En la valoración de un activo petrolífero utilizaremos como metodología fundamental, el descuento de flujos de caja, cuyo resultado será el punto de partida en el desarrollo de los modelos contingentes.

Observaremos como en el sector del Petróleo y Gas esta metodología alberga características muy definidas y diferentes a otros sectores.

Utilizaremos tres fórmulas distintas para la obtención de un valor, de acuerdo al grado de incertidumbre del proyecto, es decir, de la fase en la que se encuentre (Figura 5.1).

- Cuando el proyecto está en una fase pre-exploratoria o exploratoria, solo conoceremos la probabilidad de éxito geológico (PEG) y un volumen estimado de reservas en forma de *recursos prospectivos* (todavía no tienen la certeza para categorizarlos como reservas), del cual se inferirá mediante una simulación de Montecarlo tres escenarios de volumen de recursos: alto, moda y bajo, que serán la base de tres planes de negocios.

En primer lugar calcularemos el *valor arriesgado de las reservas* (aplicando la PEG):

$$ENPV_{\text{Alto}} = [PEG * NPV_{\text{Alto}}] + [(1 - PEG) * (-I)_{\text{Pozo seco}}^{112}] \quad (7.1)$$

$$ENPV_{\text{Moda}} = [PEG * NPV_{\text{Moda}}] + [(1 - PEG) * (-I)_{\text{Pozo seco}}]$$

$$ENPV_{\text{Bajo}} = [PEG * NPV_{\text{Bajo}}] + [(1 - PEG) * (-I)_{\text{Pozo seco}}]$$

Y a continuación, consolidaremos los tres valores, aplicando tres ponderaciones diferentes¹¹³ mediante el Economic Monetary Value (EMV):

$$EMV = 5\% * ENPV_{\text{Alto}} + 10\% * ENPV_{\text{Moda}} + 85\% ENPV_{\text{Bajo}}^{114} \quad (7.2)$$

- Después de un estudio de *appraisal* (y sobre todo cuando el yacimiento está en producción) los datos sobre el volumen de reservas, su categorización como 1P, 2P y 3P, y su porcentaje extraíble, se conocen con certeza. En este caso, el valor será obtenido a través de un valor presente neto (NPV) estándar, una vez que el riesgo geológico, de extracción y de tipología de reservas, ya ha sido superado.

$$NPV = 30\% * NPV_{P10} + 40\% * NPV_{P50} + 30\% NPV_{P90}^{115} \quad (7.3)$$

Una vez calculado el valor actual neto de cada tipo de reserva, deberemos unificarlos en un único valor, representativo del activo global, del campo. Esta cálculo será llevado a cabo por el método denominado “Regla de Swanson”.

¹¹² La NPV de un pozo seco será el desembolso por la inversión incurrida

¹¹³ Como podemos observar damos muy poca probabilidad a la obtención de reservas, comparado con una ponderación de Swanson 30/40/30

¹¹⁴ La explicación de la fórmula se desarrolla más adelante, en este mismo capítulo

¹¹⁵ Formula de Swanson, que será explicada más adelante, en este mismo capítulo

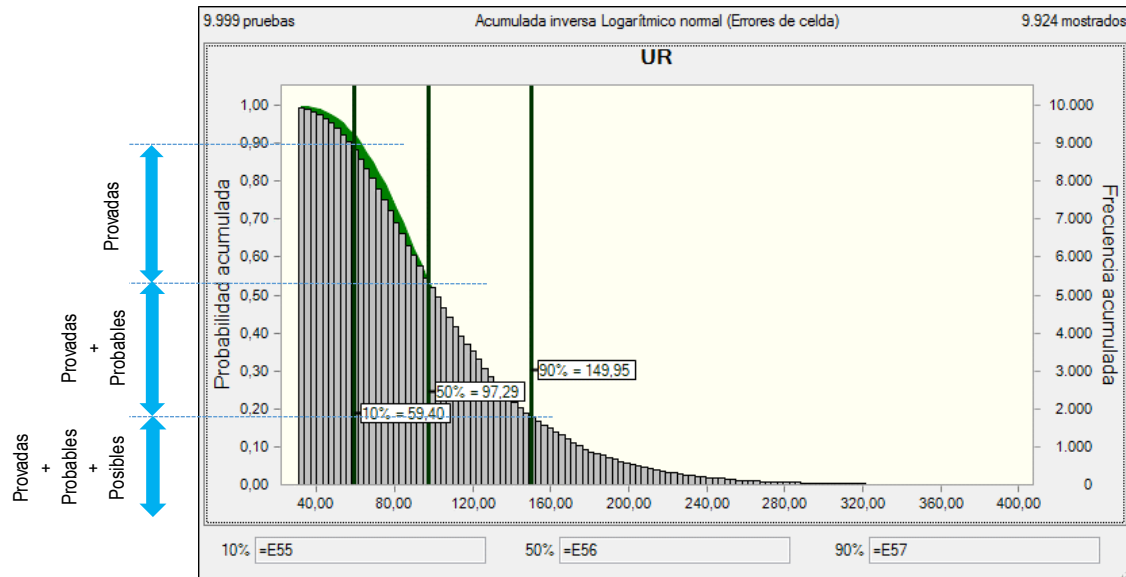


Figura 7.2

El gráfico anterior se corresponde con un proyecto en producción (ya se ha aplicado el porcentaje de recuperación máxima), donde el riesgo de éxito geológico y de cuantificación de reservas ya no está presente, y la extracción máxima de P_{90} tendrá una probabilidad del 100%¹¹⁶.

Hemos dividido el gráfico en tres partes, correspondientes a las reservas 1P, 2P y 3P, cuyas probabilidades son:

- 1P. Reservas probadas = entre 100% y 66%
- 2P. Reservas probadas + probables = entre 66% y 33%
- 3P. Reservas probadas + probables + posibles = entre 33% y 0%

Nuestro proyecto se encuentra en una fase posterior al *appraisal*, donde los datos de reservas se conocen con certeza. Por lo tanto, y aunque en puntos anteriores hemos calculado el PEG, ha sido básicamente por enriquecimiento de la Tesis y una comprensión global de la industria y sus procesos, pero no será aplicado.

7.2.2.1.1 Valoración individual de las reservas por tipología

7.2.2.1.1.1 Estimación de los ingresos

Los dos componentes que configurarán los ingresos, serán las reservas extraíbles y el precio de mercado estimado a futuro. Ambos conceptos han sido explicados en detalle en las fases productivas de exploración y explotación.

¹¹⁶ Nunca será del 100%, pero nos referiremos así a la ausencia de riesgos presentes en fases anteriores, incluso después de haber aplicado un porcentaje de recuperación máxima.

En la estimación del volumen de reservas y la producción máxima de cada pozo, hemos tratado la incertidumbre de cada uno de los parámetros involucrados, mediante tres distribuciones de probabilidad diferentes aplicadas a una simulación de montecarlo de mil iteraciones.

En la estimación de precios a futuro, y debido como ya apuntamos anteriormente, a la limitación de datos históricos, hemos realizado nuestros análisis sobre el Brent, aplicando a las conclusiones obtenidas un diferencial de USD 8,6, cifra promedio desde 1988 hasta 2015, sobre la Mezcla Mexicana de Petróleo. Así mismo y a partir de 2020, mantenemos constante un precio de USD 82,5 sin recrear una nueva curva y sin aplicar un corrector por inflación, debido a que consideramos este precio como promedio razonable a futuro.

Para la previsión de los precios del Brent, hemos aplicado diferentes metodologías estadísticas, a través de las cuales hemos obtenido diferentes niveles de precio para cada uno de los cinco años de proyección analizada. En segundo lugar y para definir un escenario definitivo que incluya la incertidumbre asociada a la variabilidad de los precios mostrada por cada método, hemos utilizado una distribución normal que contempla la media y desviación típica de los precios calculados en cada por cada metodología, realizando una nueva simulación de montecarlo.

Finalmente, y partiendo de una recuperabilidad total de 79,17 millones de barriles, factible a partir del año 2018, y el factor de declinación calculado, reparamos los perfiles de producción hasta la extenuación del play en el año 2038. En función de estos perfiles de producción y la curva de precios estimada, obtendremos los ingresos anuales (en millones de dólares) por cada una de las tipologías de reserva.

Es importante tener en cuenta los incrementos de producción, y por lo tanto de ingresos, debidos a las inversiones en EOR.

7.2.2.1.1.2 Estimación de los costes

La estimación de los costes de un proyecto de petróleo y gas, será realizado por el departamento técnico de la compañía que, en el supuesto de haber realizado un estudio de *appraisal*, dispondrá de la certidumbre necesaria para planificar las inversiones y los costes adecuados para el desarrollo optimo del campo.

De forma muy general, la extracción en un campo virgen, terrestre convencional o en aguas someras, será más sencilla y por lo tanto menos costosa, que en un campo maduro o en aguas profundas o ultra profundas.

7.2.2.1.1.3 Ratios de CAPEX y OPEX por barril según la tipología del campo

Los datos proporcionados en este punto se refieren fundamentalmente a los estudios publicados por la AIE¹¹⁷, y también a los recabados personalmente en diversos trabajos de valoración realizados para grandes compañías en diferentes zonas geográficas bajo distintos tipos de explotación.

Los datos de la AIE comprenden tanto zonas de “*easy oil*” de crudo convencional (Arabia Saudí, Irak) así como campos no convencionales o de “área frontera” en la exploración petrolera (ej. ultra Deep water en Brasil o de oeste de África).

Las cifras de CAPEX y OPEX por barril producido expresan generalmente unos rangos de valores mínimo y máximo, lo cual hace el análisis más flexible. La amplitud del rango de valores referido a una zona geográfica o a un tipo de campo puede deberse a diversos motivos, por ejemplo a la diferente dificultad tecnológica de los campos (campos de *natural depletion* frente a campos con tecnología de recuperación asistida, campos *onshore* y *offshore*, etc), a la complejidad de la estructura geológica o la edad del campo (el CAPEX de los campos más nuevos reflejan la inflación sufrida en la tecnología y en los servicios petroleros en los últimos años).

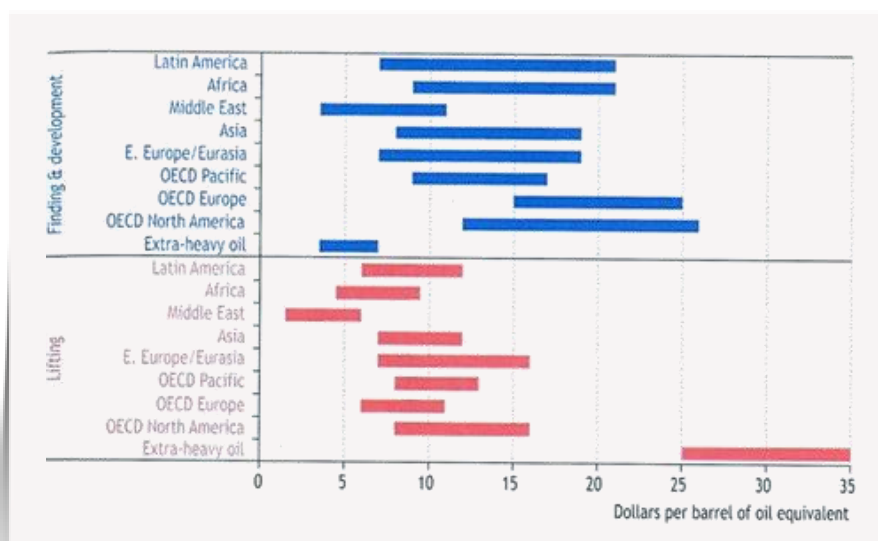


Figura 7.3¹¹⁸

A continuación, presentamos los datos de CAPEX y OPEX relativos a diversas tipologías de proyectos y campos:

¹¹⁷ AIE o IEA International Energy Agency

¹¹⁸ Finding & development (F&D) costs: inversiones iniciales; Lifting cost: costes operativos de los proyectos en marcha. Estos costes representan medias regionales de los últimos tres años por barril PDP. Algunos proyectos han caído fuera de estos rangos, como los campos de petróleo extra-pesado en Canadá o los de la Franja del Orinoco en Venezuela. La gran amplitud sobre todo en el CAPEX y en algunas zonas como Latinoamérica refleja principalmente la diferencia de costes entre los campos maduros onshore y los nuevos campos de Deep offshore.

País / región	Tipo de proyecto	Mb/d	CAPEX / barril (miles USD)	OPEX / barril (miles USD)
Brazil	Deepwater pre-salt	1.0	45-55	15-20
Canada	Canadian oil sands with upgrading	0.25	100-120	25-30
Iraq	Onshore super-giant	1.0	10-15	2
Kazakhstan	North Caspian offshore	0.25	70-80	15-20
Saudi Arabia	Onshore generic expansion	0.5	15	2-3
United States	Light tight oil	0.25	90-100	8
West Africa	Deepwater	0.25	70-80	25-30

Figura 7.4¹¹⁹

Conviene hacer algunas consideraciones adicionales para la correcta interpretación de los datos:

- Los datos de OPEX y CAPEX se refieren a la vida del campo y no a momentos puntuales. Son datos que expresan el conjunto de gastos de operación y de inversión, aunque puede haber diferencias en como las compañías incluyen gastos indirectos y *overheads*.
- El transporte puede estar incluido como CAPEX (si la IOC construye el pipe) o como OPEX si el pipe ha sido realizado por el gobierno local y posteriormente lo alquila.
- Es importante hacer la medición considerando la vida de la explotación del campo. Si tomamos períodos más cortos, puede haber un sesgo mayor hacia el OPEX (campos maduros con gran parte de la inversión ya amortizada) o hacia el CAPEX (campos más nuevos que requieren menos OPEX).
- Siempre hay una línea difusa entre CAPEX y OPEX por lo que respecta a los gastos de mantenimiento (hay cierta discrecionalidad contable para asignarlos a un sitio u otro).
- En ocasiones, hay compañías que cargan los gastos de royalties como OPEX. Hay que tener en cuenta que algunos tipos de PSCs consideran los royalties como recuperables.
- Los métodos contables de las compañías de E&P (Successful effort vs Full-cost) capitalizan los gastos de forma distinta y esto puede afectar al reparto CAPEX-OPEX.
- Puede haber diferencias entre el coste total y el cost-oil reembolsado a partir de los contratos. Los contratos de PSC, por ejemplo, pueden incluir limitaciones muy estrictas a la definición de *cost-oil* y dejar costes importantes sin reembolsar.

¹¹⁹ Los datos de OPEX excluyen los royalties e impuestos. Los datos de costes de desarrollo y producción o finding cost de proyectos de nueva capacidad, es decir, de poner en producción nuevas reservas. Los datos se refieren al año 2013. El CAPEX expresa el gasto de inversión para instalar un barril de capacidad. Por ejemplo, en el caso de Brasil pre-salt, el coste máximo (55.000 \$/ barril de capacidad) es de 8,2 millones de dólares, si la capacidad instalada va a ser de 150.000 barriles/día. El OPEX es una estimación del gasto operativo por barril producido. En este cuadro se presenta una selección de diversos tipos de proyectos.

- En los casos de producción *offshore* con FPSO¹²⁰, hay compañías que incluyen el coste de esta tecnología como OPEX (dado que normalmente el FPSO se alquila) y otras que lo incluyen como CAPEX (porque, aunque lo alquilen es por toda la vida del campo).

A continuación, se muestran datos de distintos campos *onshore* y *offshore*, basados en información propia y diversos estudios. Distinguiremos entre campos *onshore* y *offshore* y dentro de cada uno de estos, consideraremos varios tipos. Se muestran los datos de OPEX, CAPEX y coste técnico (suma de los dos) por barril producido (en dólares/barril producido).

1. Onshore

- ### 1.1 Crudo Convencional en *greenfield* en desiertos y campos de tamaño medio. Desiertos de Egipto y Argelia con campos entre 100 y 150 MMbb de reservas.

OPEX	4-5
CAPEX	6-10
Coste técnico¹²¹	10-15

- ### 1.2 Crudo convencional en *greenfield* en desiertos y campos de tamaño grande. Campos en Argelia con aproximadamente 1.000MMbb de reservas.

OPEX	3,5-4
CAPEX	5-6
Coste técnico	8,5-10

- ### 1.3 Crudo convencional en *greenfield* en jungla de zona amazónica de Colombia y Perú. Campos de aproximadamente.50 MMbb de reservas.

OPEX	6-8
CAPEX	6-7
Coste técnico¹²²	15-18

- ### 1.4 Crudo convencional en campos *onshore* en las cuencas rusas del oeste de Siberia y Volga-Ural.

¹²⁰ Floating Production Storage and Offloading

¹²¹ El CAPEX de 10\$ indica un campo de estructura geológica compleja

¹²² El coste de transporte se indica separadamente por su magnitud

OPEX	4-10
CAPEX	5-10
Coste técnico¹²³	9-20

2. Offshore

2.1 Golfo de México, *deep wáter*, tecnología de TLP¹²⁴ y aproximadamente 400 MMbb de reservas.

OPEX	10-15
CAPEX	16-18
Coste técnico	26-31

2.2 Brasil, *ultradeep wáter*, alquiler de FPSO y más de 1.000 MMbb de reservas.

OPEX	30-40
CAPEX	16-20
Coste técnico	46-60

2.3 Brasil, *deep water* y aproximadamente 200MMbb de reservas.

OPEX	8-10
CAPEX	18-29
Coste técnico	26-39

2.4 Golfo de Tailandia, *shallow wáter* y aproximadamente 60MMbb de reservas.

OPEX	20
CAPEX	16
Coste técnico	36

¹²³ El OPEX de 10\$ se refiere a un campo greenfield

¹²⁴ Tension leg platform

En la Figura 7.5 nos circunscribimos al mercado mexicano y después de un análisis de las operaciones realizadas en los últimos años, mostramos los parámetros en promedio relativos al OPEX y al CAPEX según la tipología del campo.

El OPEX mostrado en las tablas es debido a la consideración del alquiler de las plataformas en aguas ultraprofundas. Aun así es importante mencionar que existe un consenso internacional por el cual las plataformas, independientemente de su forma de utilización (adquisición o alquiler), serán tomadas como CAPEX debido al plazo de permanencia en los balances.

El coste de extracción en offshore en Mexico es más barato que Brasil, ya que siendo la capa de agua de similar amplitud, la de tierra es mucho menor.

	México		
	CT	CAPEX	OPEX
Aguas Someras	27	15	12
Terrestre	10-15	5-9	9-6
Aguas profundas-GAS	26-32	16-18	10-16
Ultraprofundas	28-40	18-23	10-17

Figura 7.5

En nuestro caso de estudio nos encontramos en un campo terrestre en fase de exploración, y los datos previstos de OPEX y CAPEX, como veremos a continuación, son de entre 11,6 y 10,1 USD en el caso de los costes operativos, y de entre 14,5 y 10,4 USD en el caso de las inversiones, por barril respectivamente. Los cuales están en línea con el mercado para este tipo de yacimiento (según la Figura 5.4), pero dentro de una desviación razonable.

1P	Provasdas	TOTALES	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
11,6x	CAPEX	384,00	3,0	9,0	82,0	82,0	80,0	75,0	51,0	2,0				
11,5x	OPEX	379,45	-	-	-	7,00	25,00	23,00	40,00	35,00	33,00	31,00	31,58	26,00
	Bbls	32,96	-	-	-	4,20	4,65	3,96	3,35	3,03	2,69	2,34	2,02	1,57
2P	Posibles	TOTALES	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
11,2x	CAPEX	493,00	5,0	12,0	95,0	110,0	110,0	95,0	62,0	4,0				
10,4x	OPEX	454,10	-	-	-	8,0	28,0	27,0	44,0	36,0	36,0	34,0	42,0	32,0
	Bbls	43,84	-	-	-	5,58	6,18	5,27	4,46	4,03	3,57	3,12	2,69	2,08
3P	Probables	TOTALES	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
10,1x	CAPEX	589,00	8,0	21,0	109,0	125,0	127,0	110,0	82,0	7,0				
10,4x	OPEX	603,90	-	-	-	10,64	37,24	35,91	58,52	47,88	47,88	45,22	55,86	42,56
	Bbls	58,30	-	-	-	7,42	8,22	7,01	5,93	5,36	4,75	4,15	3,57	2,77

El reparto de costes por fase es como sigue:

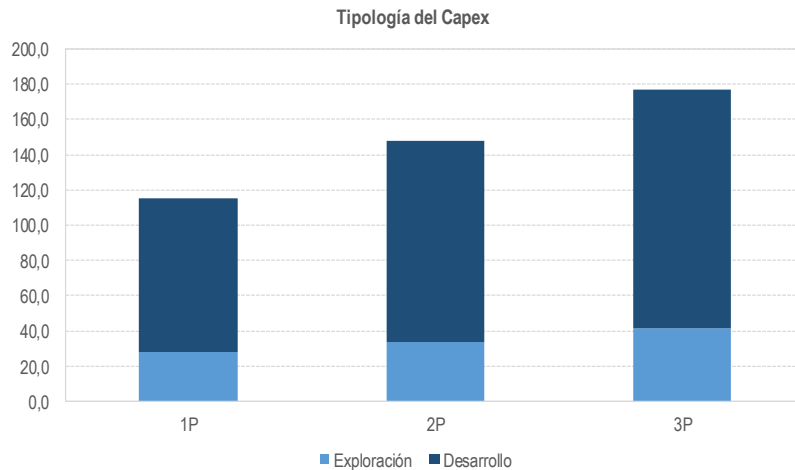


Figura 7.6

7.2.2.1.1.4 Impacto fiscal

Presentaremos en detalle el impacto en el cash flow de los impuestos que componen el esquema fiscal de “Contrato de Producción Compartida – CPC” con recuperación de costes e inversiones, el cual, muy probablemente será el vigente en México a partir de la reforma. El cálculo completo, incluido en los flujos de caja por tipología de reservas se encuentran en el Anexo E.

Debemos tener en consideración que los parámetros fiscales aplicados en el modelo no están definidos totalmente en el momento de la realización de esta Tesis, por lo que las cifras aplicada son estimaciones de acuerdo a las conversaciones mantenidas con representantes del gobierno mexicano y PEMEX.

Los conceptos principales de un contrato de producción compartida, serán:

- **Cost oil:** parte de la producción que la IOC recibirá para recuperar los costos en los que haya incurrido. Esta parte está sujeta a un límite máximo, en nuestro caso el 60% del valor de la producción.
- **Profit oil:** parte de la producción remanente tras entregar el cost oil a la IOC. En nuestro caso el profit oil se repartirá en un ratio 60/40 a favor del gobierno.
- **Royalties:** suelen ser un concepto perteneciente a los contratos de concesión, pero se usan cada vez más habitualmente en los contratos de producción compartida también, teniendo en cuenta que es la única forma en la que la NOC o el gobierno, tendrá acceso a los ingresos, en aquellos periodos en los que las elevadas inversiones (periodos iniciales de explotación del yacimiento) o las coyunturas de precios bajos, no ofrecen beneficios que repartir.
- **Impuestos sobre los beneficios:** fijado en nuestro ejemplo en un 30%, que graba la parte del profit oil del contratista o IOC.

Como podemos observar en las tablas de la Figura 7.7, en el esquema fiscal de *contrato de producción compartida*, el ratio ganancia empresa / gobierno, o dicho de otra forma, *contractor take*¹²⁵ vs. *government take* es un 28/78, ligeramente inferior al que tendría el esquema de *licencia*, y que comparativamente con otros sistemas fiscales internacionales, puede considerarse una presión fiscal alta. Aún así, otras modalidades serían incluso más recaudatorias, ya que un esquema de *asignación* implicaría más de un 93% en promedio de *government take*.

El concepto de *government take* lo podemos analizar desde dos puntos de vista diferentes, económico y financiero, y sin duda el segundo, por considerar el valor del dinero en el tiempo, prevalecerá sobre el primero:

1P

Financiero	CONTRACTOR TAKE	16%	22%	35%	51%	42%	37%	31%	26%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	25%	25%	24%	23%
	GOVERNMENT TAKE	84%	78%	65%	49%	58%	63%	69%	74%	75%	74%	74%	74%	74%	74%	75%	75%	76%	77%
	Check	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	LTE	301,9	313,7	304,1	236,6	215,2	188,7	162,4	135,1	103,2	74,9	70,7	54,7	41,5	31,0	23,4	17,1	12,2	8,4
	AGR - Contratista	36%	42%	46%	56%	58%	50%	47%	44%	41%	44%	33%	33%	34%	36%	38%	41%	46%	52%
	ERR - Gobierno	64%	58%	54%	44%	42%	50%	53%	56%	59%	56%	67%	67%	64%	62%	59%	54%	48%	41%
Económico	Check	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	CONTRACTOR TAKE	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
	GOVERNMENT TAKE	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%

2P

Financiero	CONTRACTOR TAKE	15%	23%	35%	49%	41%	36%	31%	26%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	25%	25%	24%	23%
	GOVERNMENT TAKE	85%	77%	65%	51%	59%	64%	69%	74%	75%	74%	74%	74%	74%	74%	75%	75%	76%	77%
	Check	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	LTE	402,8	422,5	408,0	323,9	296,8	258,9	223,2	179,6	139,8	101,2	95,3	72,8	55,2	41,3	31,1	22,8	16,2	11,2
	AGR - Contratista	35%	41%	45%	54%	55%	48%	45%	44%	40%	43%	32%	33%	34%	36%	38%	41%	46%	52%
	ERR - Gobierno	65%	59%	55%	46%	45%	52%	55%	56%	60%	57%	68%	67%	66%	64%	62%	59%	54%	48%
Económico	Check	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	CONTRACTOR TAKE	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
	GOVERNMENT TAKE	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%

3P

Financiero	CONTRACTOR TAKE	17%	24%	32%	46%	39%	35%	31%	26%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	25%	25%	24%	23%
	GOVERNMENT TAKE	83%	76%	68%	54%	61%	65%	69%	74%	75%	74%	74%	74%	74%	74%	75%	75%	76%	77%
	Check	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	LTE	535,6	561,8	542,5	430,8	394,7	344,3	296,9	238,9	186,0	134,6	126,7	96,8	73,4	54,9	41,4	30,3	21,6	14,9
	AGR - Contratista	34%	40%	43%	52%	53%	47%	44%	44%	40%	43%	32%	33%	34%	36%	38%	41%	46%	52%
	ERR - Gobierno	66%	60%	57%	48%	47%	53%	56%	56%	60%	57%	68%	67%	66%	64%	62%	59%	54%	48%
Económico	Check	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	CONTRACTOR TAKE	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
	GOVERNMENT TAKE	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%

Figura 7.7

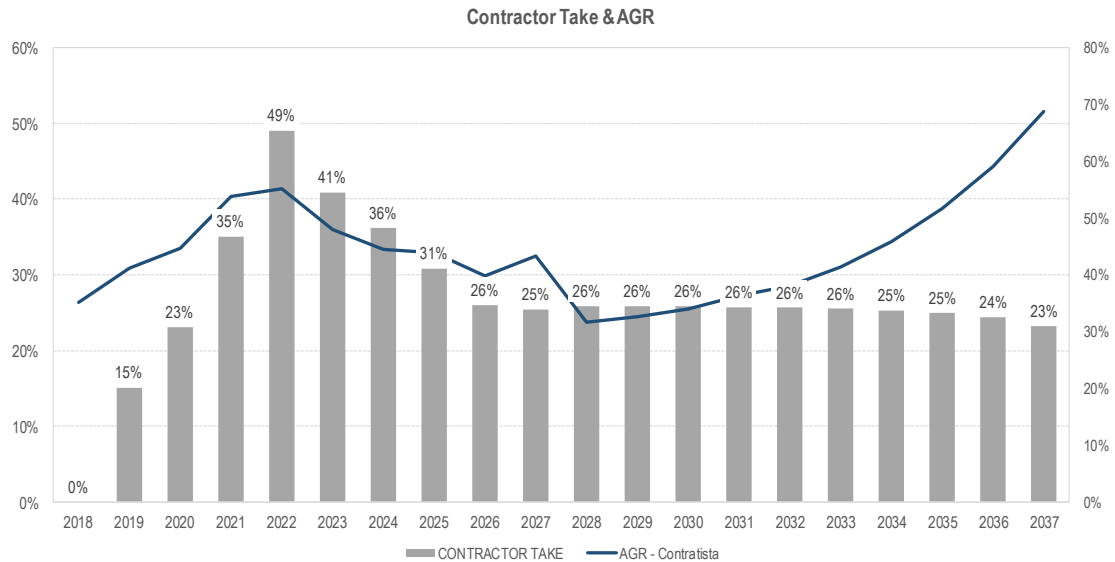
Desde el punto de vista financiero los flujos de caja perteneciente a contratista y gobierno se expresarán como:

- Contratista: Ingresos netos – OPEX – CAPEX – Profit oil del gobierno – IRS
- Gobierno: Royalty + Profit oil + IRS

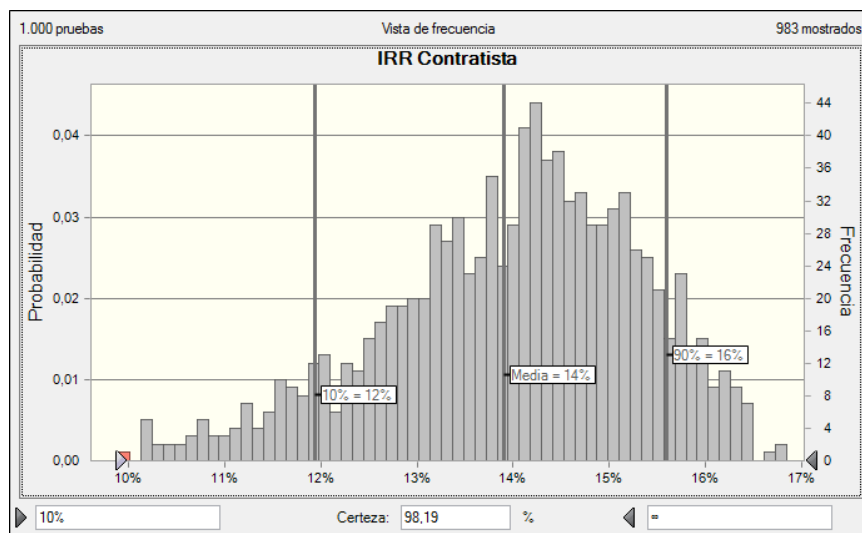
Lo cual, calculado sobre el flujo total nos dará el ratio mencionado.

¹²⁵ Asumiendo que en este caso el “contractor” es una NOC

Como vemos en las tablas de la Figura 7.7, además del concepto de government take, utilizamos otro parámetro de análisis más, el AGR¹²⁶, el cual nos muestra la parte de los ingresos brutos captados por el contratista, y estará compuesto por el Cost oil más la parte correspondiente del Profit oil menos los impuestos. El concepto de ERR¹²⁷ es el complementario del AGR, y mostrará el acceso a los ingresos brutos por parte del gobierno.



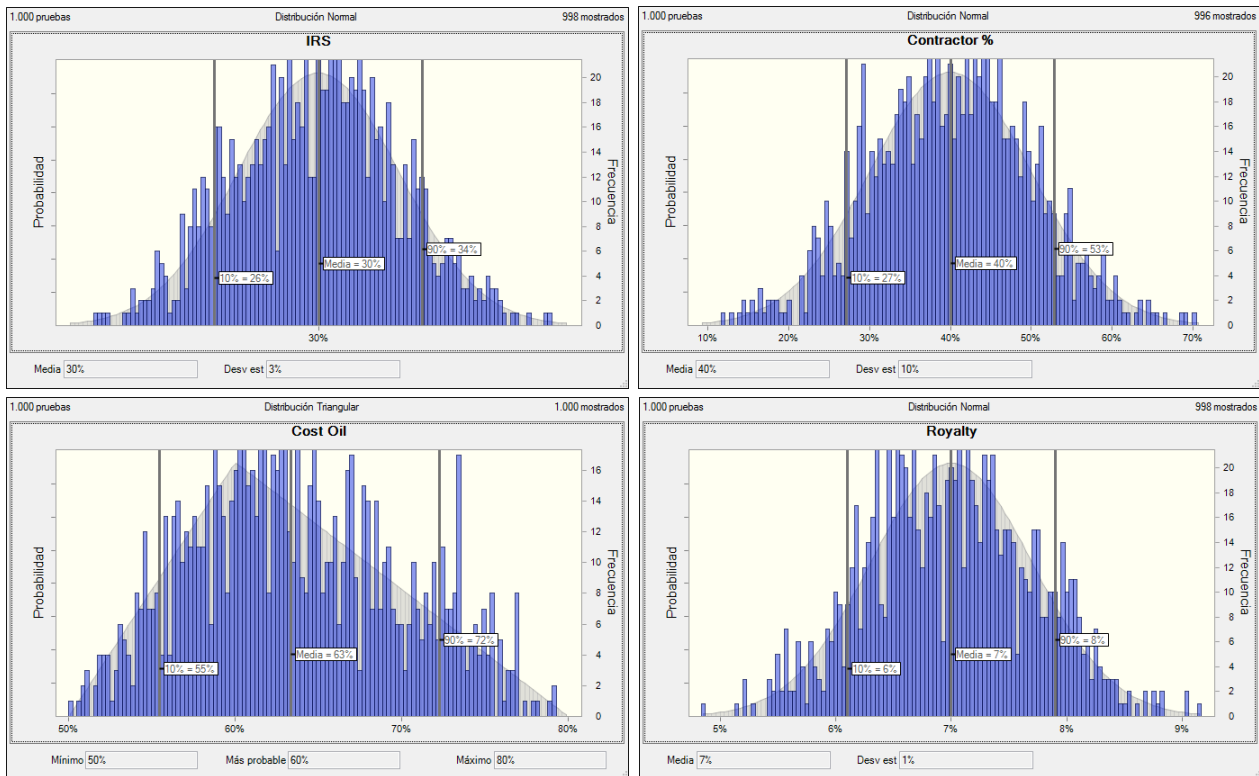
Hemos realizado una simulación por Montecarlo a los datos correspondientes a las reservas 2P, y es interesante comprobar como el contratista accedería a una rentabilidad (IRR¹²⁸) del proyecto, superior al coste de financiación (WACC = 10%) en el 98% de los casos:



¹²⁶ Access to Gross Revenue

¹²⁷ Effective Royalty Rate

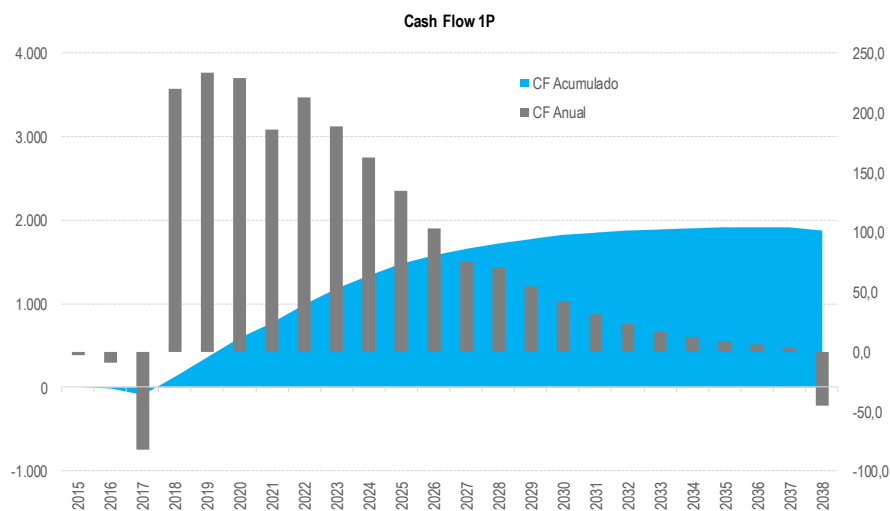
¹²⁸ IRR = TIR. Tasa interna de rentabilidad



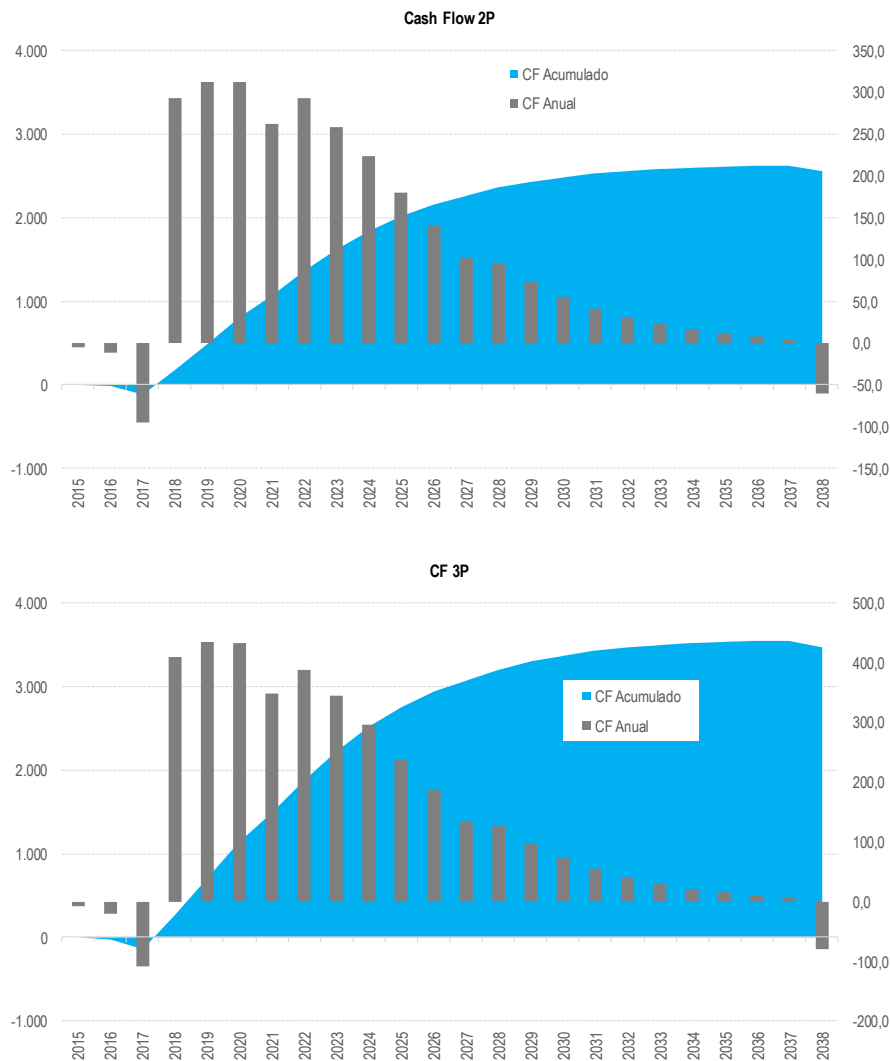
A nivel de valoración existe una regla general en el sector relacionada con la estructura fiscal soportada: “el valor de las reservas PDP¹²⁹ será entre un medio y dos tercios del número obtenido de multiplicar el precio del barril en boca de pozo por el porcentaje del -contractor take-”. Teniendo en cuenta que el valor de las no desarrolladas será menos de la mitad de las anteriores.

7.2.2.1.1.5 Cash flow

Los flujos de caja calculados para cada tipo de reservas pueden ser consultados en el Anexo E de la presente Tesis.



¹²⁹ Proven, Developed and Productive



7.2.2.1.1.6 Definición de la tasa de descuento

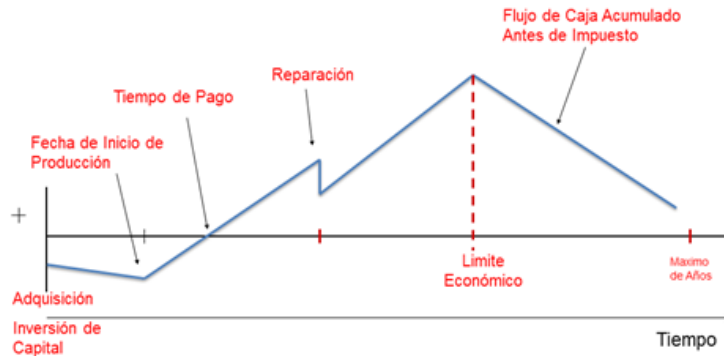
La definición de la tasa de descuento estaría sometida a una discusión en profundidad sobre el objetivo final de la valoración, ya que bajo ciertas circunstancias, como la valoración de un portfolio internacional de activos, puede ser necesario el cálculo de una tasa de descuento que recoja con precisión el riesgo país de cada inversión. Este punto requeriría sin duda un extenso capítulo definiendo los límites de los riesgos sistemáticos o macroeconómicos de la explotación, frente a los riesgos específicos del activo.

Para los propósitos del presente trabajo, la problemática y alternativas mencionadas, están fuera del alcance previsto para la presente Tesis. En este sentido nos ceñiremos a las recomendaciones de la SEC en su norma “ASC 932-235 Extractive Activities - Petróleo y Gas”, las cuales requieren la utilización de un 10% como una tasa de descuento que permite la homogeneización y comparativa de diferentes activos en diferentes países.

7.2.2.1.1.7 Límite económico

Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de hidrocarburos, se igualan a los costes incurridos por su producción. Es el punto máximo acumulado de flujo de efectivo antes de impuestos.

En nuestro caso este punto se alcanza en el ejercicio 2038.



Límite económico Reservas 2P

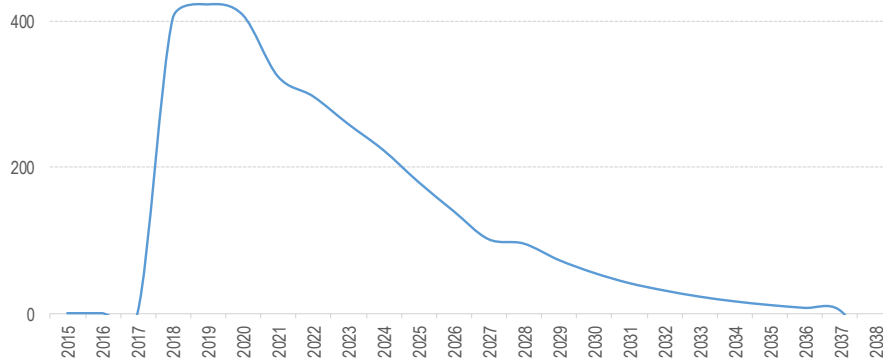


Figura 7.8

CF Acumulado Reservas 2P

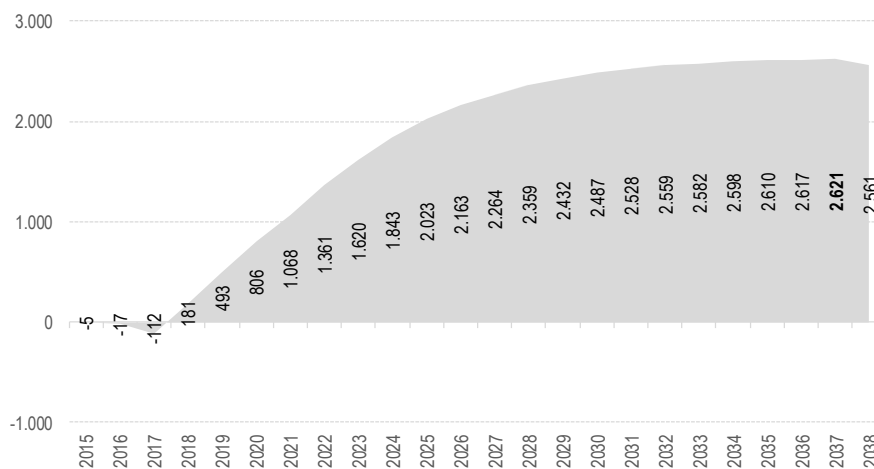


Figura 7.9

7.2.2.2 Conclusión

La aplicación de la tasa de descuento del 10% a cada uno de los flujos de caja representativos de cada tipología de reserva, muestra los valores siguientes:

Tipología Reservas	NPV
1P	886,6
2P	1.216,3
3P	1.662,4

Millones de USD

Es importante subrayar que los valores anteriores son los del activo sin arriesgar (sin ponderar según el tipo de incertidumbre asociada a cada tipología) y sin opciones. Como podemos observar la carga impositiva, en conjunto, en el sector de explotación de hidrocarburos en México es elevada, llegando a neutralizar gran parte del valor de dichos activos. Aun así, y como ya hemos apuntado, la reflexión que debe hacerse con una NOC es distinta a la que estaríamos haciendo con una compañía cotizada. En este caso, el gobierno decide en que quiere utilizar los recursos obtenidos de la explotación de sus reservas, y en este sentido detrae la mayor utilidad posible.

Hasta ahí, todo correcto, la cuestión es que ocurre cuando el escenario de precios no da para mucho más que pagar impuestos. En ese momento las inversiones se paran, y la producción decrece, y si los gobiernos no son lo suficientemente flexibles para adaptarse a estas situaciones, la situación se vuelve adversa a los intereses gubernamentales, la recaudación es cada vez menor. Si a esta situación le añadimos la necesidad de atraer inversores, que incrementen o incluso solo mantengan, los niveles de producción, la actitud de los gobiernos gestores de NOCs debe estar enfocada a la rentabilidad a medio y largo plazo, antes que en la recaudación inmediata.

Una vez configurado el modelo de descuento de flujos de caja y obtenido el valor presente de cada tipología de reservas, procederemos a la obtención del valor del activo global. En este sentido podemos utilizar dos enfoques, con diferente grado de exactitud e incluso con diferente uso según las circunstancias.

7.2.2.3 Valoración consolidada de las reservas

7.2.2.3.1 Simulación de Montecarlo

En función de los tres valores descontados (NPV) obtenidos para las reservas 1P, 2P y 3P, realizaríamos una simulación de Montecarlo, según una distribución logonormal bajo los percentiles correspondientes a cada tipología. En valor representado por un percentil 50, sería como observamos en la gráfica 7.10, de **1.216,32 Millones de dólares**.

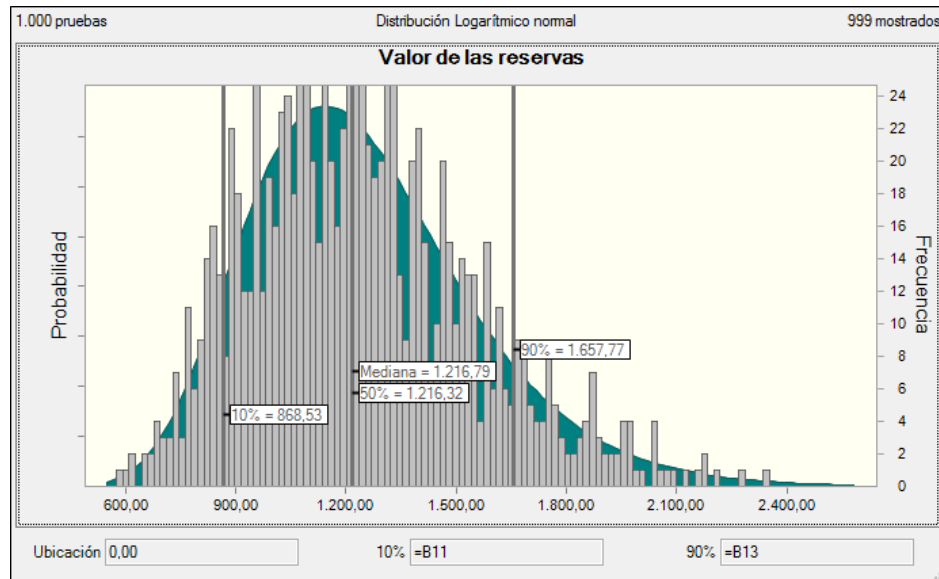


Figura 7.10

7.2.2.3.2 Aproximaciones de tres puntos. Regla de Swanson¹³⁰

La regla 30-40-30 de Swanson es una manera más sencilla de representar una gama de modelos que geológicamente son posibles para una gran posibilidad de la estimación de reservas.

Consiste en seleccionar tres medidas a lo largo de la curva de distribución, con el objetivo de reflejar el rango de la curva de distribución de reservas y ponderando las probabilidades discretas, tendremos el valor promedio de las reservas potenciales.

Antes de referirnos a la regla de Swanson, explicaremos muy someramente el concepto de “discretización”, el cual permite convertir probabilidades continuas en discretas¹³¹ de acuerdo a una aproximación de tres puntos que sea asimilable a la categorización de las reservas según percentiles. En nuestro caso, P_{10} , P_{50} , P_{90} .

Sin querer extendernos en exceso en este punto, nos referiremos a tres formas de aproximación de tres puntos:

- Extended Person-Tukey (EPT): Esta metodología funciona correctamente con distribuciones fuertemente sesgadas. Asigna probabilidades discretas del 18,5%, 63% y 18,5% a los percentiles P_5 , P_{50} y P_{95} .
- McNamee-Celona Shortcut (MCS): Este método funciona razonablemente bien con distribuciones simétricas o muy cerca a serlo. Asigna probabilidades discretas del 25%, 50% y 25% a los percentiles P_{10} , P_{50} y P_{90} .

¹³⁰ Hurts A. Swanson's 30-40-30 rule. The American Association Petroleum Geologists, Vol. 84 no. 12. 2000

¹³¹ Es importante tener en cuenta que para la utilización de árboles de decisión es imprescindible asignar probabilidades discretas.

- Extended Swanson-Megill (ESM): Este método funciona muy bien con distribuciones ligeramente sesgadas. Asigna probabilidades discretas del 30%, 40% y 30% a los percentiles P_{10} , P_{50} y P_{90} .

Aún así, la regla de Swanson es el método más aceptado entre los expertos del sector para la valoración de reservas y recursos, siempre y cuando el cociente entre Reservas del escenario Máx / Reservas del escenario Moda < 6 .

Particularizando en la regla de Swanson, cualquier distribución continua, unimodal y no demasiado sesgada, puede ser representada por una aproximación de tres puntos, correspondiente a la ponderación de tres cuartiles, los cuales representarían una aproximación a la media, donde:

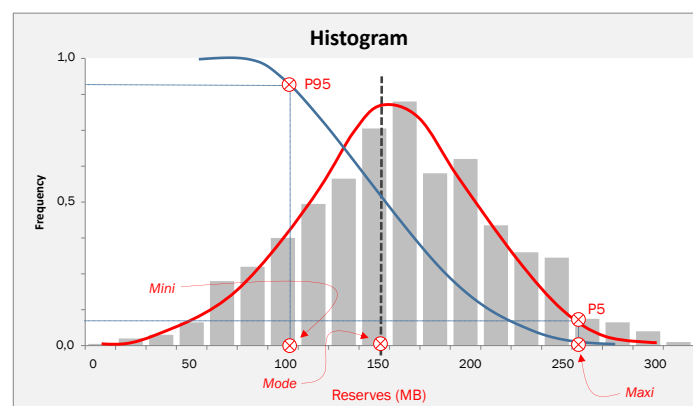
- $\text{Mean} = \frac{1}{2} (\text{Ln Res } P_5 + \text{Ln Res } P_{95})$
- $\sigma^2 = (\text{Ln Res } P_5 - \text{Ln Res } P_{95}) / 3,3$

Las tres medidas que propone Swanson son:

El máximo	El medio	El mínimo
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Percentil 10 = P_{90}. En el cual sólo el 10% serán mayores 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Percentil 50 = P_{50} = mediana. Cuya mitad de la reserva es más grande que la mitad más pequeña 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Percentil 90 = P_{10}. Donde el 90% serán mayores

Es importante tener en cuenta, que el 30/40/30 no son probabilidades con respecto a los casos Mini, Moda y Máximo, sino factores de ponderación.

$\text{Mean} \sim 30\% P_{95} + 40\% \text{ Mode} + 30\% P_5$, teniendo en cuenta el histograma de reservas:



A partir de esta definición general, tendríamos dos formas de aplicar la Regla de Swanson:

- Método 1: $\text{NPV} = 30\% P_{95} + 40\% \text{ Mode} + 30\% P_5$

Donde,

- Escenario mínimo: P_{95}
 - Escenario Moda: Punto relativo a la Moda.
 - Escenario máximo: P_5
- Método 2: $NPV = 30\% P_{90} + 40\% P_{50} + 30\% P_{10}$

Donde,

- Escenario mínimo: P_{90}
- Escenario Media: P_{50}
- Escenario máximo: P_{10}

Como simplificación al método 1, y sobre todo teniendo en cuenta (como en nuestro caso práctico) que no siempre hay una diferenciación entre media, mediana y moda.

En nuestro caso particular, los resultados de aplicar la regla de Swanson, bajo el segundo método sería:

Factor de ponderación	Tipología Reservas	Valor de las Reservas			Inversión requerida	Múltiplo de Capex / NPV
		NPV	ENPV	Múltiplo implícito		
30%	1P	886,6	266,0	26,88x	384,00	0,43x
40%	2P	1.216,3	486,5	27,75x	493,00	0,41x
30%	3P	1.662,4	498,7	28,50x	589,00	0,40x
ENPV		3.765,3	1.251,2		1.466,00	

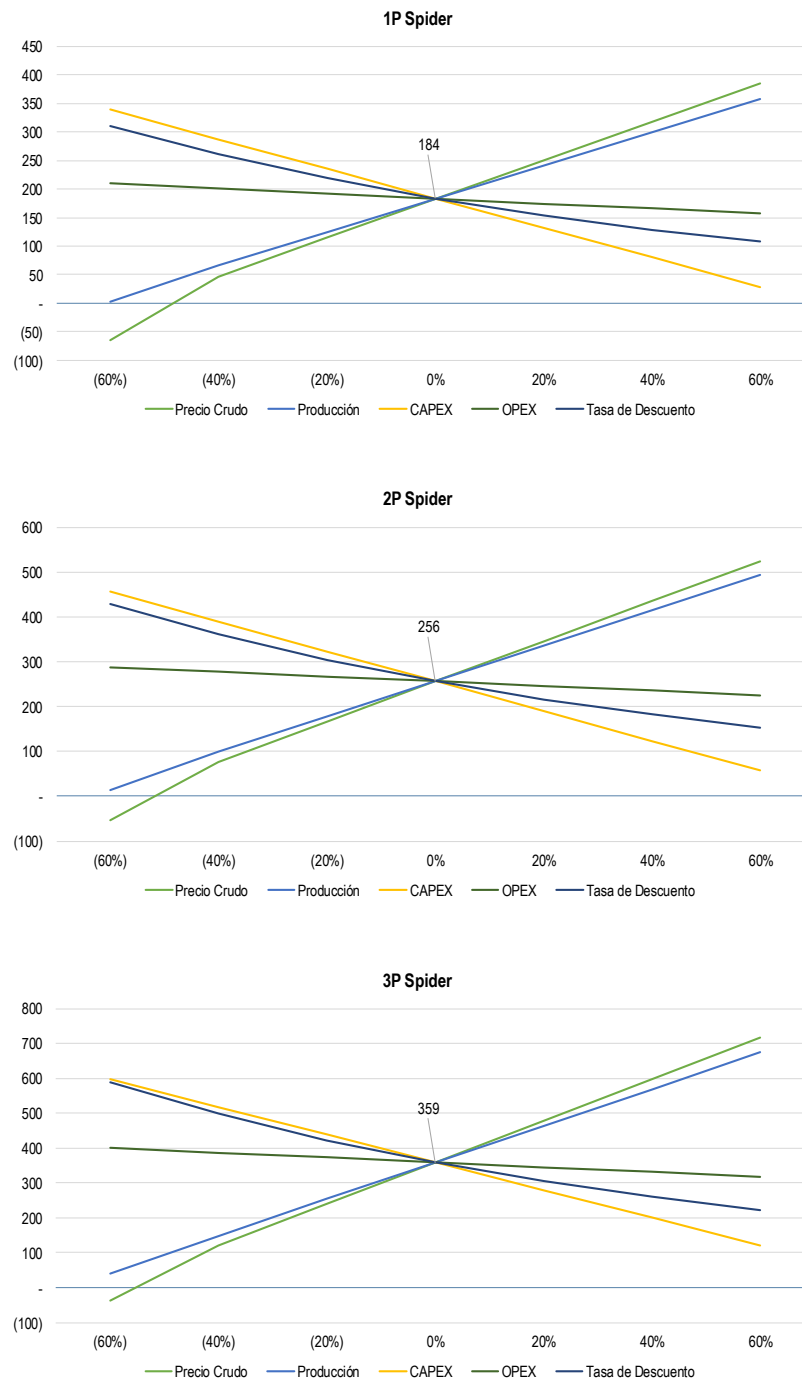
Millones de USD

Figura 7.11

(1) En el caso de encontrarnos en una fase pre-exploratoria sin certeza, como es el caso, en el volumen de reservas y porcentaje recuperable

7.2.2.4 Gráficos “Spider” y “Tornado”

Es práctica habitual en la industria presentar estos valores en formatos gráficos “spider”, en los cuales se aprecia con facilidad las simulaciones a los parámetros fundamentales:



7.2.2.5 Conclusión

Con lo cual el valor del activo se correspondería con **1.251,2 millones de dólares**.

Otra de las particularidades de trabajar en la valoración de una NOC es la incompatibilidad de los resultados con el mercado. En los últimos años, el mercado ha operado múltiplos de transacciones sobre reservas 2P en campos terrestres en México, en un entorno de $6,5x^{132}$. En este sentido los múltiplos

¹³² Investigación propia. La obtención de múltiplos sobre transacciones de compañías es relativamente sencillo, pero muy complejo obtener múltiplos sobre transacciones de reservas, y ambos conceptos, debido a los gastos de estructura e impuestos pueden diferir sustancialmente.

obtenidos nuestro modelo serían bajos, debido a una estructura impositiva agresiva, y en cierta medida a un escenario de precios a futuro más prudente que el estimado hace años por los analistas.

7.2.2.6 Valoración de los recursos

La valoración de recursos prospectivos y contingentes debe de considerar de manera obligatoria la incertidumbre de su descubrimiento, por albergar un nivel de riesgo mucho más elevado que los recursos convencionales.

En este sentido la metodología que utilizaremos será un árbol de decisión de éxito / fracaso representativo del “valor arriesgado” de los recursos, en el cual se le da una probabilidad del 69,7% de que la prospección finalmente sea un pozo seco.

Teniendo en cuenta que el cálculo del volumen de recursos se fundamenta en una estimación realizada por los geólogos, para la obtención de los valores descontados (NPV) de cada tipología, hemos aplicado los múltiplos implícitos obtenidos sobre el volumen de reservas (Figura 5.11).

El valor esperado monetario (Economic Monetary Value) se corresponderá por lo tanto con la fórmula:

$$EMV = 5\% * ENPV_{Alto} + 10\% * ENPV_{Mode} + 85\% ENPV_{Bajo} \quad (7.5)$$

En nuestro caso particular, los resultados de aplicar la regla de Swanson, bajo el segundo método sería:

Valor de los Recursos Antes de Impuestos						
Factor de ponderación	Tipología Reservas	MMbl	NPV*	ENPV	Inversión requerida	Probabilidad de éxito / fracaso
5%	1P	54,8	1.519,3	76,0	658,00	
10%	2P	89,7	2.488,4	248,8	1.008,66	
85%	3P	138,2	3.835,3	3.260,0	1.534,12	
Valor presente neto			7.843	3.584,8	3.200,8	30,3%
Inversión requerida				-3.200,8		69,7%
EMV				-1.143,8		

Millones de USD

Figura 7.12

El valor obtenido indica que la explotación actual de los recursos no es viable. Aún así la idea subyacente es más amplia, bien porque la tecnología o los precios, no permite realizarlas con mayor rentabilidad, puede conseguirse en un futuro próximo. Un caso claro que apoya esta reflexión sería los yacimientos de esquisto norteamericanos.

7.2.2.7 Método de mercado. Múltiplos de comparables

La valoración por múltiplos comparables, es ampliamente utilizada por analistas e inversores debido a su sencillez y rapidez de cálculo, además de su adaptación a sectores altamente volátiles. Aswath Damodaran en su estudio “Relative valuation” define esta metodología como:

“In relative valuation, the value of an asset is compared to the values assessed by the market for similar or comparable assets”

Esta ventaja se hace especialmetne patente en el sector del petróleo y el gas, debido a la dificultad de proyectar los diferentes esquemas fiscales a los que está sometido un activo.

Esta metodología se aplica seleccionando tres parámetros:

1. Grupo de compañías comparables: pertenecientes a la industria y con un perfil similar a la compañía que estamos valorando. Este aspecto muestra una de las principales deficiencias la metodología de múltiplos comparables, y es la dificultad de seleccionar compañías realmente similares que estén en la misma situación financiera y de gestión, o que estén situadas en el mismo punto del ciclo de exploración o producción.
 - Capitalización
 - Volumen de reservas
 - Mix de petróleo y gas
 - Vida remanente de las reservas
2. Selección de un concepto de reservas: lo normal es utilizar las reservas PDP o 2P.
3. Selección de multiplicadores: como ya hemos explicado, el más habitual es el EBITDAX, pero es conveniente el cálculo de varios que sean complementarios y nos permitan manejar rangos de análisis y mitigar las dispersiones entre los datos ofrecidos por la muestra de comparables. En este sentido contemplaremos fundamentalmente tres:
 - $EV^{133}/Reservas\ probadas\ (PDP\ o\ 1P)$
 - $EV/Producción\ diaria$
 - $EV/EBITDAX$

Mostremos un ejemplo¹³⁴:

¹³³ Enterprise Value: Valor de los activos o valor del negocio

¹³⁴ Datos obtenidos del artículo: “Oil and gas company valuations. Alex Howard y Alan Harp.

Company	Primary Areas of Production	Projected (Current Year) EBITDAX	Lifting Cost LOE/Bbl ^a	All-in Finding Cost per Bbl ^b	Debt/Total Cap	Proved Reserves Oil Equivalent (MM boe) ^c	Mix Oil %	Proved Developed Reserves/Total Reserves	R/P Ratio (Years)	Market Value of Equity	Enterprise Value (EV)	EV/Projected EBITDAX	EV/Proved Reserves (boe)	EV/Daily Production (boe/day)
Comparable no. 1	Diversified U.S.A. and international	\$3,217	\$8.05	\$14.60	25%	880	37%	74%	12.0	\$6,500	\$7,400	2.3x	\$8.40	\$32,000
Comparable no. 2	Diversified U.S.A. and international	\$1,926	\$12.60	\$16.00	45%	970	48%	61%	23.5	\$2,600	\$5,200	2.7x	\$5.40	\$43,000
Comparable no. 3	Diversified U.S.A. and Canada	\$1,364	\$9.20	\$16.30	49%	372	25%	69%	15.0	\$2,000	\$4,500	3.3x	\$10.40	\$45,000
Comparable no. 4	Diversified U.S.A. and international	\$1,870	\$13.60	\$18.50	37%	425	27%	63%	10.0	\$2,500	\$4,300	2.3x	\$10.50	\$37,000
Comparable no. 5	Diversified U.S.A.	\$893	\$21.50	\$15.00	41%	250	78%	67%	17.0	\$1,400	\$2,500	2.8x	\$9.20	\$50,000
Subject Company	Rocky Mountain	\$90	\$13.50	\$15.00	15%	19	56%	25%	25.0					

Figura 7.13

- El múltiplo obtenido a nivel de EV/EBITDAX está entre 2,3x y 3,3x.
- La compañía objeto de valoración presenta un volumen 1P de 9MMboe y USD 90 milloes de EBITDAX.

Por lo tanto la valoración tanto del negocio (EV) como de los fondos propios (EQV) sería como mostramos en la Figura 7.14:

- Valor del negocio o de los activos en un rango entre 200 y 230 millones de dólares
- Valor de los fondos propios en un rango entre 195 y 225 millones de dólares

Projected EBITDAX (MM)	\$90.0	2.5x to 3.0x	\$225	\$270
Proved Reserves (MMboe)	9.0	10x to 12x	190	228
Daily Production (Boe/d)	2,100.0	45,000x to 60,000x	95	126
Enterprise value			200	230
Plus: mark to market hedge value			10	10
Plus: other assets (mid-stream, acreage)			20	20
Less debt, including asset retirement obligation			(35)	(35)
Equity value			\$195	\$225

Figura 7.14

La valoración por múltiplos, debido precisamente a esta sencillez, incluso superficialidad en el proceso de valoración, debe utilizarse como método de contraste y no como un método fundamental, salvo en los casos en los que la falta de información para la confección de un descuento de flujos de caja, convierta a la valoración por comparables como la única alternativa viable.

Aswath Damodaran en su estudio “Relative valuation”, identifica tres pasos para la realización de una valoración por múltiplos: (i) seleccionar un universo de compañías comparables; (ii) elegir una variables

representativa; (iii) realizar los ajustes necesarios para obtener un nivel de comparabilidad elevado, que nos permita una valoración solvente.

Siendo una metodología sencilla en su aplicación en la mayoría de los sectores, no lo es para el de Petróleo y Gas, debido a diferentes razones:

- Las estructuras fiscales son muy diferentes por país, lo cual desvirtúa el valor de los activos y las compañías para el accionista.
- El volumen de reservas, el ratio de reposición y la dificultad de extracción, convierten a cada compañía en un ente único y diferente.
- La situación geopolítica de los países poseedores de las reservas, incrementan la incertidumbre de cada activo.

En este sentido, y en la valoración de compañías de Petróleo y Gas, será muy diferente la aplicación de los múltiplos en una NOC o en una IOC, debido a la tremenda opacidad que rodea a las primeras, que hará del ejercicio de comparación algo poco factible o cuando menos poco solvente.

A los efectos del objetivo de nuestra tesis, es interesante mostrar en la Figura 7.14 el múltiplo EV/Reservas 2P en el ejercicio 2013 de compañías que operan en América Latina¹³⁵:

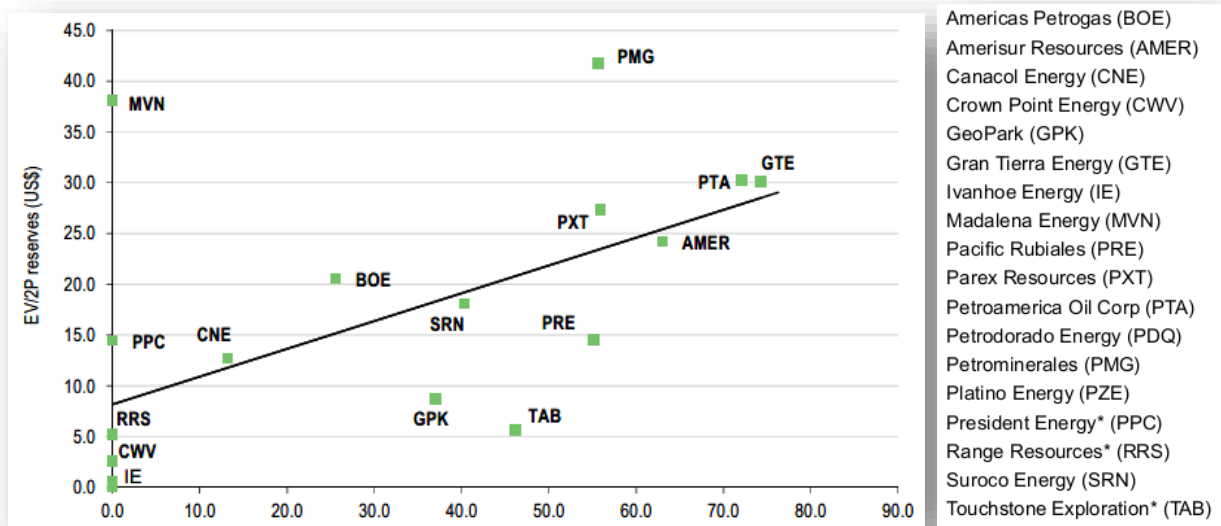


Figura 7.14

7.2.2.8 Transacciones comparables

Como metodología de contraste es importante conocer el valor que el mercado le otorga a otros activos de similares características, el problema a salvar es la tremenda opacidad del sector, tanto en los datos

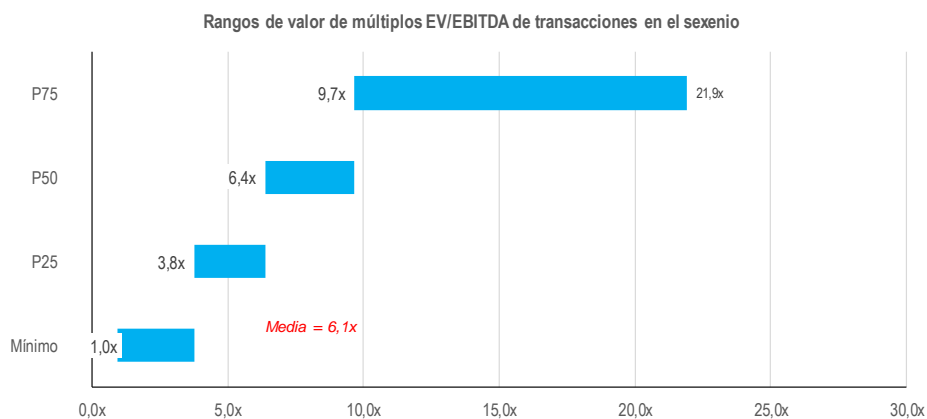
¹³⁵ "Fallen angels, rising stars". Edison. Octubre 2013

referentes al volumen de reservas y recursos, como al precio finalmente acordado en las transacciones. El múltiplo utilizado es el del valor del negocio producido sobre volumen de reservas 2P.

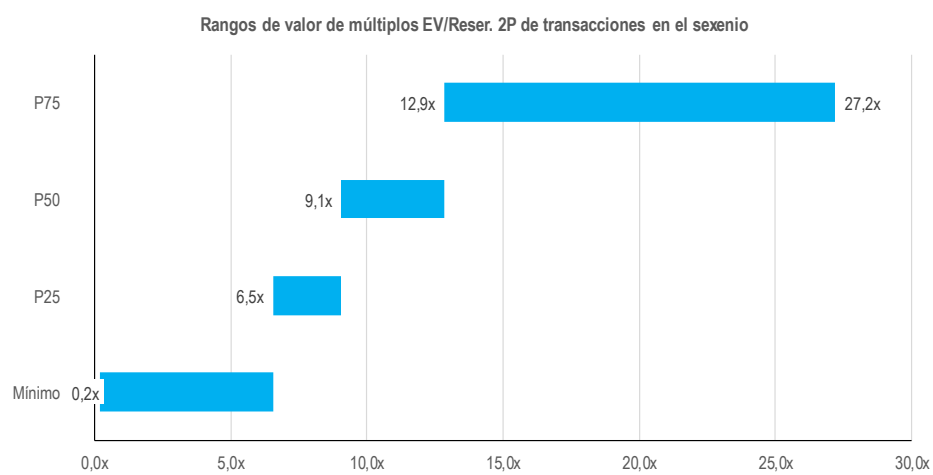
Aun así, hemos realizado una investigación con recursos propios, pero bajo fuentes que no nos ha sido permitido revelar. Como conclusión ha este trabajo, contaremos con datos reducidos, pero relevantes: (i) por un lado las últimas transacciones en el Golfo de México, (ii) como alternativa, transacciones globales a nivel internacional producidas entre 2009 y 2014, estos últimos datos, deberán ser tratados con la cautela de estar observando activos con muy diferentes características geológicas y extractivas. Aún así el dato es interesante y muestra tendencias de mercado, una vez que conocemos en detalle, por nuestro estudio, el impacto de los precios a futuro.

En un primer momento, es interesatne observar la diferencia en los resultados, dependiendo del momento en que se realizaron, y la situación en la previsión de los precios. En cuanto a las transacciones en el Golfo de México el valor promedio operado ha sido el último año de 6,5x en campos terrestres, mientras que a nivel internacional fueron de 6,6x a nivel de equity y 9,1x sobre reservas 2P.

En los Anexos F1¹³⁶ y F2 mostramos una selección, tanto de múltiplos de compañías comparables en el año 2013, como de transacciones de mercado para los años 2009 a 2014. A continuación mostramos un resumen gráfico:



¹³⁶ Fuente: Bloomberg y Phillips energy consultants. 2014



8 MÉTODOS DE VALORACIÓN CONTINGENTE

En el capítulo cuatro hemos explicado la incertidumbre a la que está sometido un proyecto petrolífero, y la hemos dividido en dos grupos: aquella cuyo foco es el mercado, causante de los riesgos llamados no-diversificables o sistemáticos, y aquella que radica en las características intrínsecas del propio proyecto y razón de los denominados riesgos diversificables o no-sistemáticos.

Desarrollaremos dos métodos de valoración contingente, a través de los cuales modelizaremos ambos tipos de incertidumbre. Cada uno de ellos tendrá ventajas y características diferentes, siendo nuestro objetivo presentar una alternativa ágil de combinarlas de forma óptima para la toma de decisiones.

El enfoque contingente, debido a la importancia en el contexto de la Tesis, ocupará el siguiente capítulo. Se distingue de los dos anteriores, en que no solo considera la incertidumbre, sino que maximizará su impacto utilizando la flexibilidad como valor añadido.

Las dos metodologías utilizadas, según el tipo de incertidumbre serán Árboles de decisión (DTA) y Opciones Reales (ROV)¹³⁷.

Según lo anterior, flexibilidad significa la posibilidad de optimizar decisiones dependiendo de los riesgos que afectan a cada evento. En este sentido consideraremos las dos tipologías de riesgo presentes en todo proyecto de inversión, *el riesgo privado y el riesgo de mercado*, y cada una de ellas será tratada por una metodología contingente diferente. De acuerdo con esto, el objetivo del presente estudio, es el diseño de una metodología que recoja ambos riesgos, y su tratamiento, en un solo modelo.

Tendremos en cuenta que la metodología de los árboles de decisión (DTA), será la que gestione los riesgos privados o *diversificables*, mientras que la metodología de las opciones reales (ROV) será la elegida para manejar riesgos de mercado o *no-diversificables*.

Entendemos por riesgos privados, aquellos que pueden ser mitigados o “teóricamente” eliminados a través de la diversificación de nuestro portafolio de proyectos de inversión, mientras que riesgos no-diversificables, serán aquellos sobre los que no podremos actuar, ya que están presentes en todos y cada uno de los proyectos del sector. El riesgo diversificable, supeditará al inversor a decisiones subjetivas, ya que no dispondrá de información histórica en la que basar sus asunciones. En este caso nos referimos, por ejemplo, a decisiones sobre la realización de un test de exploración, o a los riesgos tecnológicos presentes en cada yacimiento.

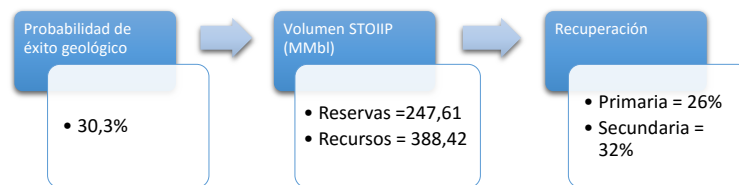
En cuanto a los riesgos no-diversificables, éstos permitirán una decisión más científica, mediante el análisis de la información existente en las tendencias y ciclos de cada uno de los parámetros de riesgo de

¹³⁷ DTA: en inglés Decision Tree Analysis. ROV: en inglés Real Option Valuation

mercado. Como ejemplo podríamos citar la evolución de los precios del crudo, de los tipos de interés y de los tipos de cambio.

Debemos tener en cuenta que aunque la presente Tesis se fundamentará en el desarrollo de una metodología combinada de ambos enfoques contingentes, y los beneficios diferenciales proporcionados en un proceso de valoración y toma de decisiones de inversión, tanto la metodología de árboles de decisión como la de opciones reales, dependen del cálculo de un descuento de flujos de caja estandar como primer paso.

Las conclusiones obtenidas hasta ahora son las siguientes:



8.1 ÁRBOLES DE DECISIÓN

Primer método de valoración contingente y el más sencillo e intuitivo. En su forma tradicional, modelizará la incertidumbre no correlacionada con el mercado, sino presente en el propio proyecto.

A nivel genereal, un modelo de análisis de decisiones, deberá considerar dos puntos principales:

- Alternativas de decisión a cada evento previsto.
- Probabilidad de ocurrencia y descripción de los resultados posibles, que podrán ser discretos o continuos.

Estos dos elementos y el conocimiento profundo del negocio, nos permitirá la *definición estructural del modelo de decisión*, que podrá tomar inicialmente dos formas:

- Diagrama de influencia (ID¹³⁸)
- Árbol de decisión (DT¹³⁹).

Ambos son muy similares y pueden ser convertidos en el otro según el grado de sofisticación que queramos aportar a nuestro proceso de decisión.

8.1.1 Diagramas de influencia (ID)

Constan de cuatro fases fundamentales:

¹³⁸ Consultar glosario de términos

¹³⁹ DT: Decision Tree

1. Identificar los nodos o puntos de decisión: utilizaremos un ejemplo muy sencillo representativo de un proyecto exploratorio tipo:

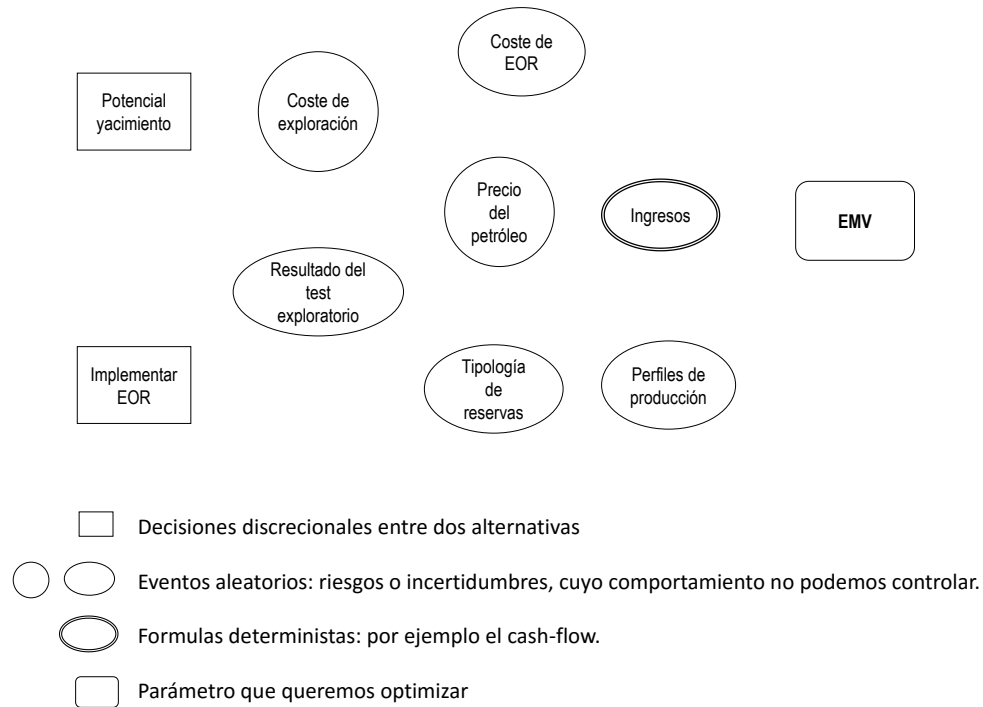


Figura 8.1

2. Conectar los nodos: De forma que establezcamos un sistema de relaciones entre los parámetros críticos definidos en nuestro modelo y representados por los nodos.

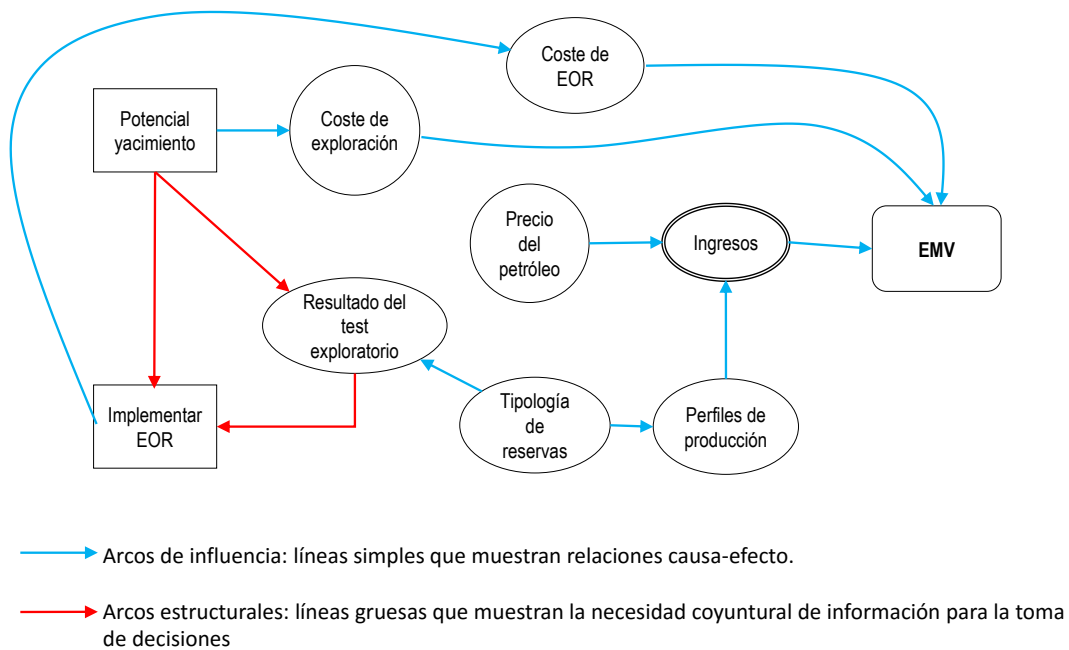


Figura 8.2

3. Desarrollar la estructura del árbol de decisión (DT): Para culminar el diseño de nuestro proceso de decisión, **convertiremos el diagrama de influencias en un árbol de decisión** muy esquemático, intentando ordenar secuencialmente los eventos y sus nodos, de forma que podamos realizar simulaciones a las principales variables.

8.1.2 Árboles de decisión o árboles de eventos (DT ó ET)

A diferencia de los diagramas de influencia, como observamos a continuación, los árboles de decisión muestran con claridad la cronología y secuencia de las decisiones.

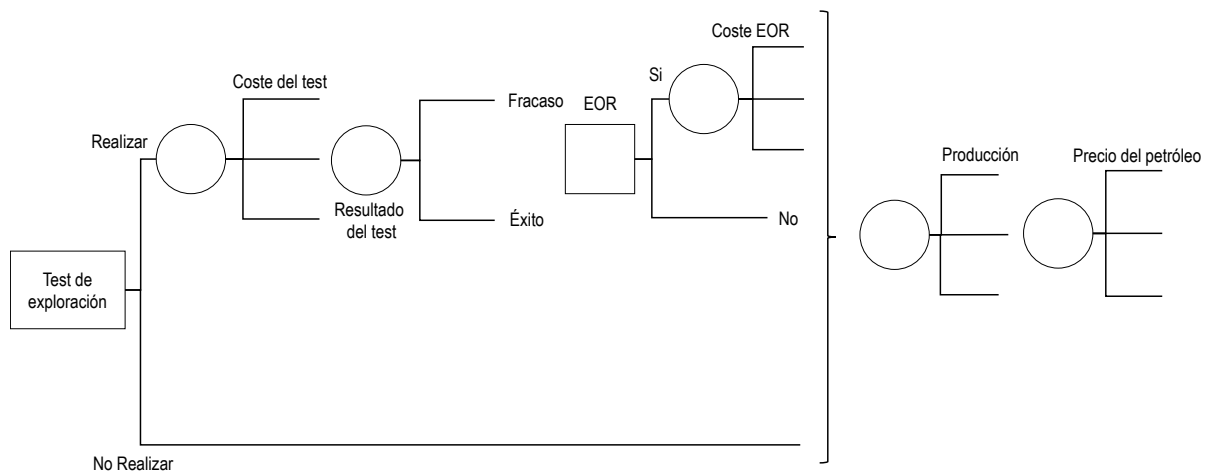


Figura 8.3

Podríamos hablar de dos tipos de árboles de decisión:

- Árboles de eventos (ET) los cuales solo son una representación cronológica de los hechos y los puntos donde las decisiones deben ser tomadas.
- Árboles de decisión (DT), en los cuales, además, se incorporan las probabilidades de ocurrencia de cada evento. Estos últimos son los que serán utilizados como método contingente de valoración, análisis de riesgos y complemento de los métodos dinámicos.

Los árboles de decisión han sido desde siempre, una herramienta imprescindible en el análisis de proyectos exploratorios, en los cuales las decisiones deben ser tomadas de forma secuencia, considerando la información obtenida en cada paso anterior.

8.1.2.1 Metodología de valoración

Los árboles de decisión se construyen de izquierda a derecha, y cada paso representa un posible escenario que involucra la toma de una decisión.

El punto del que emanan dos o más ramas se llama *nodo*, y es el punto en el cual el decisor elige qué camino seguir. Los nodos tendrán forma cuadrada o circular, dependiendo si es un nodo de decisión (cuadrada) o un nodo de alternativas con diferentes probabilidades de ocurrencia (circular).

Cada camino seguido de izquierda a derecha, representa un *escenario*, ubicando al final de cada uno el valor presente neto obtenido mediante un descuento de flujos de caja dinámico. Estos puntos se denominan *odos terminales*.

Los árboles de decisión se resuelven de derecha a izquierda, siguiendo las siguientes pautas:

1. Cuando se llega a un nodo de alternativas se calcula el valor esperado:

$$E[\text{Valor}] = \sum_{k=1}^n x_i * P(x_i) \quad (8.1)$$

2. Cuando se llega a un nodo de decisión, se elige el valor esperado mayor, optimizando de esta forma la decisión
3. Al final, en el nodo inicial, se obtiene el valor del activo, que será aquel que cumple con su “*highest and best use*”¹⁴⁰ o dicho de otra forma, el que maximiza su utilización.

Aplicando lo expuesto a nuestro proyecto, dibujaríamos el siguiente árbol de decisión, considerando el proyecto desde una fase pre-exploratoria, es decir, considerando la probabilidad de éxito geológico¹⁴¹:

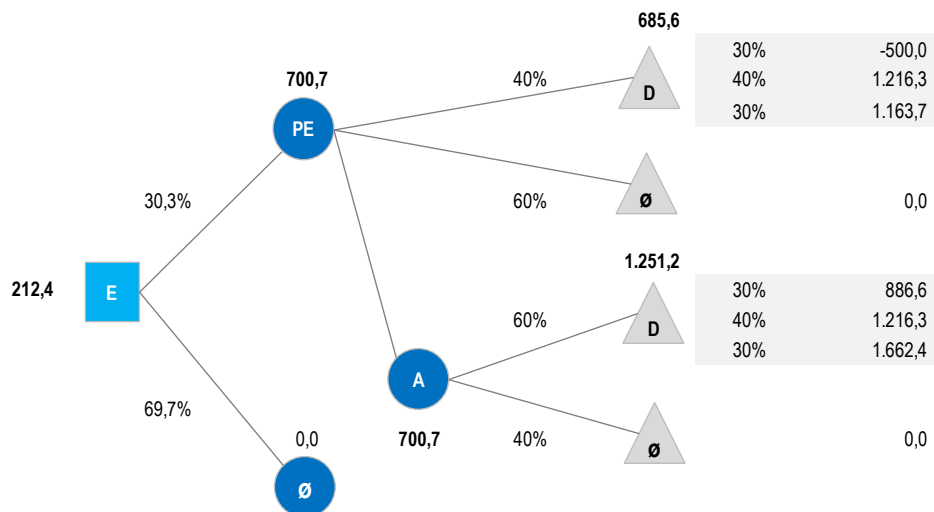


Figura 8.4

El cual se explica de la siguiente forma:

1. Tenemos dos opciones iniciales:

¹⁴⁰ Principio fundamental del Valor Razonable

¹⁴¹ Tengamos en cuenta que el valor obtenido por ENPV si considerásemos la PEG sería de 379 millones y no 1.251

- a. Realización de un pozo exploratorio
 - b. Abandonar el proyecto
2. Si llevamos a cabo la exploración, tenemos dos estrategias para realizarla:
- a. Invertir en un pozo de *appraisal*: En este caso las probabilidades de que sea exitoso son del 60%, permitiéndonos contemplar cálculos óptimos para reservas 1P, 2P y 3P, ya que el *appraisal* nos ha dado certeza de inversión en cada perfil.
 - b. Realizar un face-development: No asumimos una costosa inversión en *appraisal*, pero las probabilidades de éxito se reducen a un 40%. Además, solo tenemos cierta confianza en los resultados para reservas 2P, lo cual significa que los errores de planificación en infraestructuras de producción, harán que incurramos en sub-optimizaciones hasta llevarnos a un cash flow negativo en caso del 1P y muy por debajo del óptimo en 3P.

Como podemos observar en un árbol de decisión sólo tenemos en cuenta los riesgos diversificables.

El resultado de aplicar esta metodología a la valoración de nuestro proyecto, partiendo de una fase pre-exploratoria es **USD 212,4 millones**.

8.2 RETICULADO DE OPCIONES REALES

El modelo de valoración de opciones financieras, denominado *option pricing*, es utilizado para la valoración de opciones reales. En esta Tesis, solo profundizaremos en su forma de reticulados binomiales. La valoración de opciones reales, es un método de valoración contingente más sofisticado que los árboles de decisión, de acuerdo a la formulación matemática existente detrás de su estructura, y modeliza la incertidumbre procedente del mercado.

Además, aporta una solución a las deficiencias de los métodos de valoración de inversiones utilizados en el capítulo cinco. Esta metodología considera la flexibilidad en la gestión como elemento de valor añadido que puede alterar la decisión de llevar a cabo un proyecto.

Cuando se hace una inversión siempre se está esperando maximizar las ganancias y asumir el menor riesgo posible. Sin embargo, las técnicas convencionales de valoración y toma de decisiones entorpecen la innovación, productividad y competitividad de algunas empresas. Los métodos tradicionales, asumen que la única fuente de valor son los flujos de caja que se generan directamente en el negocio, visión que puede ignorar elementos estratégicos para la empresa¹⁴².

¹⁴² Ross, Westerfield y Jordan. 2000

Uno de los métodos comúnmente empleado para evaluar proyectos de inversión, el cual hemos ampliado en puntos anteriores con herramientas de simulación, para evitar en la medida de lo posible el carácter estático del análisis de un único escenario, es el Valor Presente Neto (NPV), el cual presenta algunos problemas que hacen que en muchas situaciones las decisiones que se toman no sean las más acertadas.

El NPV y otros métodos, como la tasa interna de retorno (TIR), la relación costo – beneficio (RCB), el índice de rentabilidad (IR), el período de recuperación (PER), el costo anual uniforme equivalente (CAUE), entre otros, pueden ser efectivos y prácticos en casos en que la decisión de inversión requiere inmediatez (es ahora o nunca), pero pueden no ser tan efectivos cuando el proyecto tiene un componente de flexibilidad. Estos modelos son considerados como estáticos (denominados dinámicos en la presente Tesis, por las modificaciones y mejoras incluidas), pues implícitamente suponen que una vez que se presenta un proyecto, sus características básicas no pueden modificarse.

Desde finales del siglo pasado se han venido desarrollando métodos alternos para tomar decisiones de inversión más acordes con la realidad, entre los cuales se encuentran las opciones reales. Estas afirman que una decisión de inversión no puede tomarse teniendo como único criterio un valor mayor que cero, pues en la práctica la irreversibilidad, la incertidumbre y el margen de maniobra de quien toma la decisión, tienen un peso considerable.

Es importante resaltar que las opciones reales no son una herramienta separada, sino un complemento a las herramientas tradicionales de valoración de proyectos de inversión, que ayuda a tener una mayor visión estratégica.

El término de opciones reales fue establecido por Stewart Myers en 1977, para hacer referencia a la aplicación de la teoría de opciones financieras en la valoración en activos reales que presentaran un componente de flexibilidad, tal como la inversión en investigación y desarrollo y en la expansión de plantas de manufactura. Una excelente perspectiva acerca del aprovechamiento de opciones reales para la gestión estratégica de la firma puede encontrarse en los aportes de Dixit y Pindyck (1994) y en Trigeorgis (1999).

Las opciones reales son un método para valorar proyectos de inversión que parte de la premisa de que éstos pueden asemejarse a las opciones *call* y *put*.

El análisis de las opciones reales es fundamental en las siguientes situaciones¹⁴³:

- Decisiones de inversión contingentes y correcciones de estrategia en tiempo real. Evitar inversiones irreversibles
- Amplia incertidumbre e importancia de la información obtenida con el devenir del proyecto

¹⁴³ Gómez. 2004

- Valor estratégico capturado en futuras opciones de crecimiento, en lugar de en el escenario actual de flujos de efectivo

En la visión tradicional, un alto nivel de incertidumbre conduce a reducir el valor de los activos, tengamos en cuenta que la idea de alejarnos de las expectativas provoca rechazo. El enfoque de las opciones reales muestra que un incremento de la incertidumbre puede, en cambio, conducir a un alto valor de los activos, si los directivos identifican y usan sus opciones para responder flexiblemente a los eventos. Son muchas las opciones que se pueden tener a lo largo de la vida de un proyecto, ya que no todo tiene que realizarse como se planeó inicialmente, y por tanto, un proyecto que valore y considere estas opciones valdría más que aquel que no lo haga.

8.2.1 Opciones financieras y opciones reales

Las opciones y los futuros son las principales modalidades de instrumentos financieros derivados utilizados para minimizar los riesgos operativos.

Una opción otorga el derecho, pero no la obligación, de comprar o vender una cantidad determinada de un activo subyacente a un precio preestablecido dentro de un periodo determinado. Las opciones financieras pueden ser de compra (*call*) o de venta (*put*), en ambos casos, para adquirir este derecho se debe pagar una prima.

A su vez ambas opciones pueden ser americanas o europeas, la única diferencia es que la opción americana puede ejercerse en cualquier momento durante la vida del contrato, mientras que la opción europea sólo puede ejercerse al vencimiento. La posibilidad de ejercer el derecho a la opción en cualquier momento, hace que las opciones americanas sean más valiosas que las europeas. Sin embargo, esto hace que las opciones americanas sean más difíciles de valorar.

Existen diferencias de parámetros que influyen a la hora de valorar una opción financiera y una real. Las principales se evidencian en la figura 5.14.

Opción financiera	Opción real
Precio del subyacente	NPV del activo
Precio de ejercicio	Inversión
Volatilidad del subyacente	Incertidumbre del proyecto
Fecha de ejercicio	Plazo hasta que la oportuna desaparece
Tasa libre de riesgo	Tasa libre de riesgo

Figura 8.5

8.2.2 Modelo de Cox, Ross y Rubinstein

Si bien podemos identificar dos modelos fundamentales de valoración de opciones: el modelo de Black, Merton y Scholes (BMS) publicado en 1973, y el propuesto por Cox, Ross y Rubinstein (CRR) en 1979, solo desarrollaremos el segundo, ya que el primero solo es útil en la evaluación de opciones europeas, y bajo parámetros fijos, además de no proporcionar visión sobre la evolución del valor del proyecto de acuerdo a la incertidumbre asumida, ya que depende de la aplicación exclusiva de una fórmula. Estas ventajas del modelo binomial frente al modelo de Black, Merton y Scholes son explicadas por Johnathan Mun¹⁴⁴ y Copeland y Antikarov¹⁴⁵:

“The binomial lattice is the preferred method in the FAS 123 requirements. Based on a prior published study by the author that was presented to the FASB Board in 2003, it was concluded that the BSM, albeit theoretically correct and elegant, is insufficient and inappropriately applied when it comes to quantifying the fair-market value. This is because the BMS is applicable only to European options without dividends, where the holder of the option can exercise the option only on its maturity date and the underlying stock does not pay any dividends. However, in reality, most options are American-type options with dividends, where the option holder can execute the options at any time up to and including the maturity date while the underlying stock pays dividends. All these real-life scenarios make the BMS insufficient and inappropriate when used to place a fair-market value of an option. It is hereby conclude that the binomial lattice is the best and preferred methodology to calculate the fair-market value of an option”. Johnathan Mun.

“It usually does make sense to use the Black-Sholes formula in real option setting, although it may be useful as a rough approximation”. Copeland y Antikarov.

El modelo CRR es un modelo de aproximación discreta a un movimiento browniano geométrico, ya que considera que la evolución del precio del activo subyacente varía según un proceso binomial¹⁴⁶ multiplicativo de acuerdo a dos factores “u” y “d”, con probabilidades asociadas “p” y “1-p”, denominadas “probabilidades ajustadas a riesgo”¹⁴⁷.

Además, el modelo binomial consta de dos árboles o reticulados diferentes, el reticulado del activo subyacente y el reticulado de valoración:

- Reticulado del activo subyacente: el reticulado de fijación de precios del activo subyacente, se lee de izquierda a derecha e indica cómo pueden evolucionar los valores futuros del activo. El valor del nodo izquierdo extremo es el valor de los activos o del negocio, calculado a partir de un NPV o múltiplos de mercado. En cada intervalo de tiempo, el valor del activo aumenta en un factor multiplicativo “u”, o disminuye en un factor multiplicativo “d”. Los factores “u” y “d”, son funciones de la volatilidad del activo subyacente y del tiempo que media entre los períodos en consideración. Los nodos de la derecha del reticulado representan la distribución de los posibles valores futuros del activo.

¹⁴⁴ Real option analysis. Johnathan Mun. 2005

¹⁴⁵ Copeland and Antikarov. “Real Option. A practitioner’s guide”. Pag 84

¹⁴⁶ Es decir, sólo puede tomar dos valores posibles, uno al alza y otro a la baja

¹⁴⁷ Concepto explicado en profundidad en el apartado 6.1.2.5.2.2

- $u = e^{\delta\sqrt{T}}_{148}$
- $d = 1 / u$
- Reticulado de valoración: el reticulado de valoración tiene exactamente la misma cantidad de nodos y ramificaciones que el del activo subyacente. Los analistas trabajan hacia atrás, el valor colocado en cada nodo terminal es el máximo entre cero y la diferencia entre el valor del subyacente y el precio de ejercicio de la opción. A partir de estos valores iniciales en los nodos terminales, es posible trabajar hacia atrás, utilizando un proceso denominado inducción inversa. La inducción inversa se basa en la probabilidad neutral al riesgo. La aplicación de este concepto a cada uno de los pares de nodos verticalmente adyacentes del reticulado proporciona el valor de la opción real en el nodo izquierdo extremo del reticulado.

8.2.2.1 *Parámetros del modelo:*

- El precio del activo subyacente (S): En la opción financiera indica el precio actual del activo financiero subyacente; mientras que en la opción real indica el valor actual de los flujos de caja que se espera genere dicho activo.
- El precio de ejercicio (X): En una opción financiera será el precio de ejercicio de la opción, en la opción real, será el precio de transacción del activo o la inversión necesaria para replicar su estado actual.
- El tiempo hasta el vencimiento (t): Tiempo de que dispone su propietario para poder ejercer la opción.
- El riesgo o volatilidad (σ): desviación típica, del “driver fundamental” del activo subyacente, puede ser el precio, las ventas, el EBITDA, etc.
- El tipo de interés sin riesgo (rf). Refleja el valor temporal del dinero.

8.2.2.2 *Tipos de opciones reales*

Basándonos en las definiciones del profesor Prosper Lamothe¹⁴⁹, adaptadas a las características del sector petrolífero, describimos los diferentes tipos de opciones que deben ser exploradas en un proyecto de inversión:

- Opción de abandonar: Existe la posibilidad de abandonar el proyecto en cualquier momento antes de su lanzamiento. Se corresponderá con una opción financiera de venta. Esta opción tiene valor ya que permite evitar incurrir en pérdidas mayores en el caso de que las previsiones de los estados de mercado

¹⁴⁸ Un activo cuyos rendimientos se distribuyen según una log-normal, tiene una varianza = δ^2 , que para “T” periodos = $\delta^2 T$, con lo cual su desviación típica $\delta\sqrt{T}$.

¹⁴⁹ Opciones Reales, métodos de simulación y valoración. Prosper Lamothe. 2013

resulten desfavorables. Es importante en el sector, por ejemplo, en el caso en que un test de *appraisal* aporte conclusiones negativas, decidiendo abandonar la prospección.

- Opción secuencial: Según vamos concluyendo etapas, tenemos la opción de decidir si queremos o no invertir en la próxima. Se corresponderá con una opción financiera de compra. En los proyectos de prospección, cada fase será una puerta hacia la siguiente. Después de una fase exploratoria positiva, decidiremos si invertir en la fase de desarrollo, y lo mismo, posteriormente con la fase de explotación.
- Opción de crecimiento. La opción de ampliar la producción o la escala operativa de un proyecto si las condiciones son favorables, o disminuirla si son desfavorables, es una opción real equivalente a una opción de compra americana. Entre las opciones de expansión se encuentran las actividades de EOR, explicadas con anterioridad.
- Opción de contraer. Si las condiciones resultan ser negativas, la empresa puede tomar la decisión de operar con un tamaño menor al existente, es decir, con menos capacidad productiva. Esta decisión le permitiría a la empresa reducir o ahorrar parte de sus costes. Esta opción puede compararse con una opción de venta sobre parte de un proyecto inicialmente previsto, cuyo precio de ejercicio son los potenciales costes ahorrados. En el caso de un proyecto petrolífero, si los precios no son los adecuados, podemos decidir sellar ciertos pozos menos rentables hasta la recuperación de un nivel de precios más alto.
- Opciones compuestas: Son proyectos donde existe más de un tipo de opción, que nos permite adaptarnos a la nueva información obtenida del mercado. Los proyectos de exploración petrolífera siempre dependen de información actualizada en tiempo real, tanto geológica como proveniente de pozos adyacentes, y también, por supuesto, de la evolución de los precios del crudo.
- Opción de esperar o de aprendizaje: La empresa puede esperar un determinado tiempo a que algunas condiciones del mercado cambien de manera que se justifique emprender el proyecto de inversión. O bien esperar a recibir información relevante que cambie o justifique la viabilidad del proyecto. Claramente nos estamos refiriendo a la fluctuación de los precios de crudo.

En la evaluación de proyectos petrolíferos, las opciones a considerar serán principalmente de dos tipos: por un lado, las secuenciales, ya que el proyecto en sí mismo depende del cumplimiento de una serie de premisas, para abrir la fase siguiente, y por otra parte las opciones de crecimiento, aplicadas en el momento en el que decidimos invertir en tecnologías de recuperación mejorada.

Opción real call	Opción real put
Esperar para invertir	Abandonar
Expandir	Reducir
Secuenciales	Cerrar operaciones

Figura 8.6

8.2.2.3 Convergencia de los árboles de decisión y los reticulados de opciones reales

Esta Tesis recoge los estudios de diversos autores referentes a la formulación de un modelo de valoración de la flexibilidad y tratamiento de la incertidumbre, basados en árboles de decisión y reticulados de opciones.

Concretamente, analizaremos las siguientes propuestas:

- Copeland y Antikarov (C&A) (2001): Modelo de adaptación de árboles de decisión para la incorporación de la incertidumbre del mercado.
- Brandao y Dyer (B&D) (2005): Modelo fundamentalmente basado en las premisas de C&A.
- James E. Smith (JS) (2005): Crítica al modelo de B&D y propuesta de un modelo íntegramente desarrollado bajo reticulados de opciones.

Así mismo completaremos nuestro estudio con el análisis de las mejoras introducidas por Copeland y Tufano (C&T) en 2004, y la adaptación realizada al sector del Petróleo y Gas por Smith y McCardle (S&M) en 1998 y 1999, donde encontramos especialmente interesante la distinción conceptual de los riesgos de mercado y los riesgos específicos.

En contra de algunos expertos que incorrectamente afirmaron que los DTA no podían ser usados en la valoración de opciones debido a la inconsistencia de la tasa de descuento aplicada. C&A, en primer lugar, y de forma contundente, cuestionan esta afirmación a través de un concepto llamado, “carteras de réplica”

8.2.2.3.1 La controversia sobre la tasa de descuento. Las carteras de réplica

En la comparativa entre diferentes metodologías de valoración, dinámicas y contingentes, observamos que el descuento de flujos de caja tradicional (DCF) utiliza en el proceso de valoración una tasa de descuento, que en la mayoría de los casos será calculada mediante el CAPM, realizando una búsqueda en el mercado de aquellas compañías con el mismo riesgo que el proyecto objeto de valoración y resultados perfectamente correlacionados, es decir, la misma beta.

En el caso de un DTA, lo usual es utilizar la misma tasa de descuento aplicada en la obtención del valor del activo subyacente por DCF. Siendo la principal diferencia entre ambas metodologías el uso en el DTA

de las probabilidades de ocurrencia de cada evento y la consideración exclusivamente de decisiones óptimas. En el caso de los reticulados de opciones, la determinación de la tasa de descuento albergará una sofisticación mayor, introduciendo el concepto de “portfolio o cartera de réplica” en sustitución de la tasa de descuento.

Para explicar las diferencias por metodología, utilizaremos un caso práctico muy sencillo¹⁵⁰ :

	PV Proyecto	Inversión posterior al año 1	Inversión descontada un año	NPV	Acción gemela en el mercado	PV Proyecto con la Opción de diferir	PV Opción
Optimista (up "u")	170	-115	-106,48	55	34	55	0
Pesimista (down "d")	65	-115	-106,48	-50	13	0	50

Precio de la acción gemela en el mercado = 20
Tasa libre de riesgo = 8%

Figura 8.7

En un descuento de flujos de caja tradicional, y teniendo en cuenta que el proyecto y las compañías seleccionadas como comparables en el mercado presentan resultados perfectamente correlacionados, podemos calcular una tasa de descuento denominada “k”:

$$V_0 = \frac{pV_u + (1 - p)V_d}{1 + k} \quad (8.2)$$

Donde:

- V_0 : Precio actual de la acción “gemela de nuestro proyecto”
- V_u : Valor superior alcanzado
- V_d : Valor inferior alcanzado
- p : Probabilidad “objetiva” de cada uno de los escenarios, “u” y “d”.
- k : Tasa de descuento, calculada mediante CAPM, o bien, resolviendo la fórmula anterior manteniendo “k” como incógnita.

Resolviendo la fórmula 4.23 para el valor de “k”:

$$16 = \frac{0,5 * 34 + 0,5 * 11}{(1 + k)}$$

Obtendríamos un valor de $k = 17,5\%$.

Bajo la misma obtenemos el valor del proyecto utilizando la misma tasa de descuento:

¹⁵⁰ Presentado en el libro “Real Option, a practitioner guide” de Copeland y Antikarov, pag. 88

$$PV^{151} = \frac{0,5 * 170 + 0,5 * 65}{(1 + 17,5\%)} = 100 \quad (8.3)$$

Con lo que el valor presente neto (NPV) sería -6,48, y el proyecto sería rechazado.

8.2.2.3.1.1 *Portfolio o cartera de réplica:*

De forma alternativa al cálculo de una tasa de descuento arriesgada, podemos utilizar el concepto llamado “cartera de réplica”, compuesta por activos que imitarán al proyecto al generar los mismos resultados.

A utilizar carteras de réplica asumimos las premisas de la “Ley de un precio” que postula que, para evitar el arbitraje, dos activos que proporcionan los mismos resultados en cada momento, son perfectamente sustitutivos, y por lo tanto deben tener el mismo valor. En nuestro caso, la cartera de réplica y el proyecto son sustitutivos, por lo tanto, obteniendo el valor de la cartera de réplica, habremos obtenido el valor presente del proyecto. Sin una tasa de descuento arriesgada.

Dentro del concepto de carteras de réplica, estudiaremos dos versiones alternativas: (i) la primera asume que, en el portfolio, el activo arriesgado será una acción del mercado, gemela al proyecto; (ii) la segunda se fundamenta en el concepto de MAD¹⁵² de Copeland y Antikarov, que asume que en la cartera de réplica no existe mejor activo sustitutivo que el propio proyecto.

Como hemos dicho, algunos autores (podemos leerlo en la disertación de C&A en 2001) argumentaron la imposibilidad de utilizar árboles de decisión para la valoración de opciones, ya que la incorporación de estas opciones modificaría los valores del proyecto y por tanto la volatilidad implícita, de forma que la tasa de descuento con riesgo utilizada no sería correcta. La solución planteada fue utilizar de carteras de réplica para determinar una tasa de descuento correcta.

En un principio y antes de las teorías de Copeland, las carteras de réplica fueron definidas en 1976 por Cox y Ross, como un procedimiento alternativo a los resultados obtenidos por Black y Scholes, basados en una técnica de reducción del marco real del riesgo a una situación de neutralidad. Esta técnica podría ser utilizada, siempre y cuando, el proyecto objeto de estudio pudiera ser replicable, es decir obtener la misma tasa de rentabilidad que un portafolio de mercado configurado por acciones y deuda. En este sentido, el inversionista diversificaría su inversión hasta alcanzar la neutralidad al riesgo. Debido a esto, la valoración de las opciones, como proyectos replicables en el mercado, no asumirá ningún riesgo más, y por lo tanto la tasa de descuento será asimilada a un título libre de riesgo.

Boyle en 1977, y apoyado en las teorías de Cox y Ross sobre las carteras de réplica, propuso una solución para las opciones complejas (sin solución analítica) mediante una simulación de Montecarlo al precio de la

¹⁵¹ Present Value

¹⁵² Market Asset Disclaimer

opción, en forma de una variable aleatoria continua. Así mismo, Brennan y Schwartz en 1985 proponen un modelo similar, pero ajustando la tendencia del proceso estocástico en función de los dividendos del activo.

Según el autor, los portafolios de réplica pueden estar formados por dos tipos diferentes de activos arriesgados:

A. *Acción de una compañía comparable en el mercado y considerada como gemela, o sustituto del activo arriesgado en la cartera de réplica:*

Teoría inicialmente defendida por Cox y Ross, en la cual la cartera de réplica estará compuesta por títulos o commodities cotizados en el mercado que puedan ser considerados como sustitutos del proyecto. Pero la cuestión que subyace en este razonamiento es la dificultad de encontrar títulos que realmente repliquen las características del proyecto, más aún en el sector que nos ocupa, como ya hemos explicado.

El proceso sería el siguiente: para la obtención del valor del proyecto sin opciones, formaremos una cartera de réplica compuesta por “m” títulos de la acción gemela y “B” títulos sin riesgo. En los escenarios propuestos el resultado de la cartera de réplica será:

- En el escenario optimista (u): $m34 + B(1+rf) = 170$ (*proyecto sin opción*)
- En el escenario pesimista (d): $m13 + B(1+rf) = 65$

Solucionando el sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas: $m = 5$ y $B = 0$

Con lo cual podemos comprobar:

Valor de la cartera de réplica = $5 \times 20 + 0 = 100$, que es el mismo PV obtenido en la ecuación (4.24).

Más adelante presentaremos una alternativa denominada “probabilidades ajustadas a riesgo” que es más sofisticada pero matemáticamente equivalente.

a) Desde la perspectiva de un DTA:

$$PV = \frac{0,5 * 50 + 0,5 * 0}{(1 + 17,5\%)} = 23,4 \quad (8.4)$$

El cambio en el resultado tiene su origen en la maximización de las decisiones. Pero el cálculo anterior tiene un error importante, y es el considerar las mismas probabilidades (50/50) que en el caso del descuento de flujos de caja. La diferencia es que en el caso a) las probabilidades venían determinadas por una correlación perfecta entre los resultados del proyecto (50 y -35) y de la acción gemela. Pero en el caso b) la correlación con otros resultados del proyecto diferentes (50 y 0) ya no es la misma, y por lo tanto las

probabilidades utilizadas en cada evento ya no sirven y como consecuencia la tasa de descuento es errónea. Es decir, la tasa de descuento en un DTA no puede ser constante a lo largo de todo el árbol, debido a los cambios en el nivel de riesgo dependiendo del nodo en el que nos encontremos.

b) Aplicando opciones reales:

De acuerdo con la Ley de un precio, obtendremos el valor del proyecto CON la opción de diferir, mediante la composición de una cartera de réplica formada por “m” títulos de la acción gemela y “B” títulos sin riesgo de 1\$.

- En el escenario optimista (u): $m34 + B(1+rf) = 55$ (*proyecto con opción*)
- En el escenario pesimista (d): $m13 + B(1+rf) = 0$ (8.5)

Solucionando el sistema de dos ecuaciones, $m = 2,62$ y $B = -31,53$

Valor de la cartera de réplica = $2,62 \times 20 - 31,53 \times 1 = 20,86$

Por lo tanto, el valor de la flexibilidad será el valor del proyecto CON flexibilidad menos el valor del proyecto SIN flexibilidad: $20,86 - (6,48) = 27,35$

Podríamos calcular el valor de la flexibilidad de una manera directa, estableciendo una cartera de réplica para ella:

- En el escenario optimista (u): $m34 + B(1+rf) = 0$ (*opción*)
- En el escenario pesimista (d): $m13 + B(1+rf) = 50$ (8.6)

Resolviendo el sistema de ecuaciones, obtendríamos que $m = -2,38$ y $B = 74,93$

Valor de la flexibilidad: $-2,62 \times 20 + 74,93 = 27,3$

Reflexionando sobre el sistema de dos ecuaciones planteadas, podemos definir otro concepto interesante, el de “hedge ratio”, que nos marca la relación entre el potencial incremento del valor de las acciones del mercado, que será compensado con el mismo incremento en la opción. Partiendo de las ecuaciones (4.27):

$$mV_u + B(1+rf) = C_u \Rightarrow mV_u - C_u = -B(1+rf)$$

$$mV_d + B(1+rf) = C_d \Rightarrow mV_d - C_d = -B(1+rf)$$

Manteniendo la igualdad anterior:

$$[mV_u + B(1+rf) = C_u] - [mV_d + B(1+rf) = C_d] =$$

$$m = \frac{C_u - C_d}{V_u - V_d} \quad (8.7)$$

Si en el DTA (fórmula 4.25) hubiéramos usado la tasa de descuento adecuada, el resultado hubiera sido el mismo. Su cálculo correcto sería:

$$20,86 = \frac{0,5 * 50 + 0,5 * 0}{(1 + k)}$$

Por lo tanto, la tasa de descuento que se tendría que haber utilizado, al contemplar los cambios en el valor de los escenarios sería un 31,9% en lugar de un 17,5%.

B. El proyecto como activo arriesgado en la cartera de réplica, las probabilidades ajustadas a riesgo:

Con posterioridad a los planteamientos de Cox y Ross, Copeland y Antikarov plantearon un enfoque general para valorar opciones reales que puede ser aplicado en los casos donde no existen proyectos similares en el mercado y por lo tanto la construcción de un portfolio de réplica sería problemática. CA asumieron de que el valor intrínseco del proyecto sin opciones, es el mejor indicador, en estos casos, del activo subyacente en el portfolio de réplica, es lo que se llamó MAD (*Marketed Asset disclaimer*) o *MAD assumption*¹⁵³, fundamento del concepto de “probabilidades ajustadas a riesgo”.

El método de las probabilidades ajustadas a riesgo, es una alternativa de las carteras de réplica, pero en este caso la cartera formada por títulos del activo subyacente (el proyecto) y opciones sobre el proyecto. Es una forma más intuitiva y práctica, teniendo en cuenta que es complicado encontrar en el mercado una acción que replique exactamente el proyecto objeto de valoración, y de esta forma nos quedamos en el universo del proyecto.

En este caso la cartera se compone de una acción del activo subyacente, es decir el proyecto valorado SIN incluir la opción, y “m” opciones sobre el proyecto. De esta forma, el portfolio es libre de riesgo ya que, si el proyecto pierde valor, este se compensará con la posición corta en opciones sobre el mismo proyecto, y esto es debido al denominado “hedge ratio” (8.7):

$$uV_0 - mC_u = dV_0 + mC_d$$

$$uV_0 + mC_u = dV_0 + mC_d \quad (8.8)$$

Donde los factores “u” y “d”, responsables de los movimientos al alza y a la baja, serán explicados más adelante, y tienen un valor en este caso de 1,9 y 0,54, respectivamente. Con estos datos obtenemos un valor de “m”:

$$m = 2,42$$

Con lo cual, el valor de la cartera de réplica, y el proyecto con la opción de diferir tiene un valor de:

¹⁵³ Copeland and Antikarov. “Real Option. A practitioner’s guide”. Pag 94-95

$$(uV_0 - mC_0) \times (1+rf) = uV_0 - mC_u \Rightarrow (100 - 2,42C_0) \times (1,08) = 1,7 \times 100 - 2,42 \times 55$$

Valor de la cartera de réplica = 20,86

Podemos obtener el valor de la flexibilidad o de la opción de forma directa, si sustituimos la fórmula del *hedge ratio* en la ecuación (8.8):

$$C_0 = \left[C_u \left(\frac{(1+rf) - d}{u - d} \right) + C_d \left(\frac{u - (1+rf)}{u - d} \right) \right] \div (1+rf) \quad (8.9)$$

A los componentes marcados en azul les denominaremos “probabilidades ajustadas a riesgo” (p y q), quedando la expresión:

$$C_0 = \frac{(pC_u + qC_d)}{(1+rf)} \quad (8.10)$$

De la ecuación (8.9) obtenemos los valores de “p” y “q”, expresados en azul, siendo p = 0.41 y q = 0,59

Que aplicados a la ecuación (8.10) nos da un valor de la opción de 27,3.

Debemos tener muy presente que las probabilidades ajustadas a riesgo no son probabilidades objetivas de ocurrencia de un evento, sino simplemente una relación matemática para compensar la aplicación de un descuento con riesgo frente a un descuento a una tasa libre de riesgo.

C. Otros autores:

Constantinides en 1978 derivó un método de reducción a un mundo sin riesgo, similar al propuesto por Cox y Ross, pero basado en los supuestos del CAPM¹⁵⁴ y que no requiere suponer la existencia de un portafolio de réplica.

Para ello Constantinides modela un proceso de Wiener¹⁵⁵ (según la ecuación 4.10) para el precio:

$$dx = \mu dt + \delta dW$$

Y para ajustar el proceso a un modelo sin riesgo, se utiliza como tendencia:

$$\mu^* = \mu \lambda \rho \delta$$

Imponiendo a través del término “ $\lambda \rho \delta$ ” que el retorno del proyecto sea como mínimo el CAPM. Este aspecto ya fue presentado durante la exposición del proceso de Wiener.

¹⁵⁴ Capital Asset Pricing Model

¹⁵⁵ Explicado en detalle en el punto 4.3.2.5.2.1

Donde:

- $\lambda = (R_m - r) / \delta_{\text{Mercado}}$. De acuerdo con este término la prima de riesgo de mercado se relaciona con su volatilidad.
- ρ : Correlación entre el retorno del mercado y dW

A través de estos dos parámetros ajustamos la tendencia al riesgo del mercado.

8.2.2.3.2 Diferentes modelos analizados para el tratamiento de la incertidumbre

Al comienzo de este punto, nos comprometimos a realizar el análisis comparativo de los diferentes modelos estudiados para el tratamiento de la incertidumbre y los diferentes riesgos asociados, al mercado y al proyecto.

8.2.2.3.2.1 Modelo de Copeland y Antikarov

Si bien C&A defienden fundamentalmente la utilización de reticulados binomiales, exponen como alternativa la utilización de árboles de decisión en proyectos de alta incertidumbre intrínseca, bajo probabilidades subjetivas, mencionando explícitamente proyectos de Petróleo y Gas.

Este aspecto se pone de manifiesto en el capítulo diez “Keeping uncertainties separate”, de su libro “Real option, a practitioner’s guide”, donde exponen que los proyectos dependientes de variables tecnológicas o físicas, están condicionados fundamentalmente por decisiones subjetivas de los expertos. En estos casos, la utilización de estructuras mixtas de árboles de decisión y reticulados de valoración, pueden resultar intuitivas. Aun así, la realidad es que presentan una complejidad importante al incorporar un número de nodos elevadísimo, que nos obligaría a la utilización de programas informáticos ad-hoc.

El modelo mixto planteado se desarrolla en tres fases:

1. Cálculo del valor presente neto del proyecto sin opciones, mediante un descuento de flujos de caja de acuerdo a una tasa de descuento arriesgada, que puede ser obtenida a través del CAPM.

$$V_t = \sum \frac{CF_i}{(1 + k)^{i-t}} \quad (8.11)$$

Por lo tanto, y de acuerdo a las premisas del MAD, el valor del proyecto será tomado como activo subyacente en la cartera de réplica.

2. Cálculo de la volatilidad implícita del proyecto sin opciones, utilizando una simulación de Montecarlo sobre los retornos del cash flows del proyecto.

De forma general se considera que si los cambios en el valor del proyecto sin opciones varían en el tiempo de acuerdo a movimiento geométrico browniano (GBM¹⁵⁶), y por lo tanto a una distribución logonormal de sus retornos.

$$z = \text{Ln} \left(\frac{V_1}{V_0} \right) \quad (8.12)$$

Y por lo tanto la desviación estándar de los retornos es estimada como $\delta \sqrt{t}$, teniendo en cuenta que la varianza evoluciona de manera lineal con el tiempo en la forma $\delta^2 t$.

3. Construcción de un árbol binomial de acuerdo a las probabilidades subjetivas de ocurrencia de eventos no sujetos a la evolución del mercado, incorporando las opciones identificadas en el árbol en el momento en que se activan.

Centrándonos en el capítulo diez de su libro, donde como hemos dicho, tratan de manera particular un proyecto con dualidad de riesgos, planteando un modelo de separación de incertidumbres, C&A defienden las siguientes premisas para el descuento de los valores obtenidos en cada uno de los nodos:

- Los nodos cuyos riesgos no están correlacionados con el mercado (tecnológicos), serán descontados a la tasa libre de riesgo.
- En aquellos nodos donde los riesgos están correlacionados con el mercado (precio), se utilizará una cartera de réplica y el tipo de interés libre de riesgo.
- El valor del activo subyacente ha sido descontado utilizando una WACC¹⁵⁷.

Además, es importante precisar que la cartera de réplica estará constituida por títulos del propio proyecto, bajo las premisas del MAD.

Bajo las premisas anteriores, parece complejo, (no queremos decir incoherente) el razonamiento que justifica la utilización de una WACC para el cálculo del valor del activo subyacente, cuyos cash flows están sujetos a riesgos, tanto de producto como de mercado, y una combinación de la tasa libre de riesgo y la cartera de réplica cuando tratamos ambas incertidumbres de forma individual.

Sin duda el método de C&A resulta muy visual, una vez que tenemos los resultados del árbol disponibles para un análisis posterior, pero su confección es poco manejable y flexible, ante cualquier cambio en la estructura de decisión, y tremendamente tediosa en el proceso de cálculo.

¹⁵⁶ GBM: Geometric Brownian Motion

¹⁵⁷ Weighted Average Cost of Capital

8.2.2.3.2.2 *Modelo de Brandao y Dyer*

B&D, siguen fundamentalmente las tesis de C&A, en cuanto a las fases 1 y 2 de su desarrollo, pero discrepa, en cierta medida, en el punto 3, ya que Brandao defiende a ultranza la utilización de árboles de decisión para la valoración de opciones reales.

En cuanto al cálculo de la volatilidad, Brandao utiliza las mismas premisas que C&A, realizando una simulación de Montecarlo sobre las principales variables afectadas por incertidumbres de mercado. El resultado del impacto de estas incertidumbres en el cash flow determinará la volatilidad del modelo. El autor reconoce que este procedimiento puede sobrestimar la volatilidad, y por lo tanto el valor de las opciones, al jugar las variables implicadas en sentidos opuestos (por ejemplo, apalancamiento y precios). En el caso de un proyecto de exploración petrolífera, es perfectamente conocido que los cash flows tienen variaciones muy importantes dependiendo de la fase en la que se encuentran.

En cuanto al desarrollo del árbol de decisión, el modelo de B&D aplica las probabilidades ajustadas a riesgo en combinación con un descuento de acuerdo a una tasa libre de riesgo. Este aspecto es ligeramente diferente conceptualmente, aunque matemáticamente son equivalentes, a la cartera de réplica utilizada por C&A en cada nodo.

Los modelos mixtos, como el que propone Brandao, siendo muy visuales en cuanto a la estructuración de la información que presentan, son densos y confusos en su interpretación, ya que duplican constantemente información, como las probabilidades de ocurrencia de las decisiones de proyecto. Igualmente, el número de nodos, como ya hemos comentado en los modelos de C&A, es muy elevado, en nuestro caso, y para un periodo de 17 años, estaríamos hablando de 262.143 nodos ($2^n - 1$).

Finalmente, podríamos destacar la utilización de la tasa de descuento arriesgada y la tasa de descuento sin riesgo más una cartera de réplica en los diferentes pasos del proyecto. Como ya hemos apuntado, y algunos autores como J.E. Smith defienden, esta combinación, al menos conceptualmente hablando, es muy discutible.

8.2.3 Planteamiento propio

Para la presentación de nuestro modelo de valoración de la flexibilidad, vamos a observar el proyecto desde la fase pre-exploratoria, donde el impacto de la incertidumbre tiene su máxima impacto. Tengamos en cuenta, como ya hemos explicado en detalle, que las fases de pre-exploración, exploración y desarrollo, dependen prácticamente en exclusiva de decisiones subjetivas, siendo en la fase de comercialización, donde las variables de mercado toman protagonismo.

Hemos identificado las siguientes opciones reales:

- Opción secuencial: Propia de los proyectos extractivos. Las fases de cada proyecto son consecutivas y condicionadas al éxito de la siguiente, por ejemplo, las dos fases de EOR o la fase de desarrollo con la fase de explotación. La particularidad de su formulación es que la dependencia de dos fases, hace que relacionemos los resultados de los nodos con los siguientes descontados, en lugar de hacerlo con el reticulado de inducción.
- Opciones de crecimiento: Asumiendo la importancia de los procesos de EOR en la industria del petróleo, en nuestro proyecto hemos contemplado dos EOR, el primero en el año 2027 y el segundo en el 2031. En ambos casos, la decisión de invertir es potestativa.
- Opción de abandono: Configurada con una put, la cual nos da la opción de abandonar el proyecto si el precio del crudo cae por debajo de USD 40, recuperando el valor de liquidación de los activos, calculado como el 80% de su coste.
- Opciones mutuamente excluyentes: Quizás es la parte más interesante de nuestra proposición. Trata dos opciones con incertidumbre del proyecto, las alternativas son realizar la exploración bajo un “face development” o llevar a cabo un pozo estratégico de *appraisal*. En el primer caso nos enfrentamos a una inversión de USD 103,2 millones con un éxito potencial de un 40%, mientras que en el segundo caso deberemos asumir USD 50 millones más, pero el éxito se elevaría a un 60%. Obviamente la decisión sobre una estrategia o la otra, es una decisión excluyente, ya que en ningún caso podríamos desarrollar ambas.

Para formular este tipo de opciones debemos plantear cada una de ellas por separado, con sus probabilidades subjetivas, trasladando al reticulado de reacción la decisión maximizada.

A nivel conceptual, seguimos las teorías de J.E. Smith, opinando que la utilización de reticulados de opciones ofrece una solución mucho más sencilla en el cálculo y más flexible a la hora de ajustar el modelo a posibles cambios de planteamiento del caso. De la misma forma, creemos que la eliminación de la problemática en cuanto a la utilización de distintas tasas de descuento, según el tipo de riesgo cuestiona la coherencia del resultado

De acuerdo a estas dos premisas, hemos planteado un modelo de opciones diferente al expuesto por C&A, y también distinto al propuesto por B&D, al no asumir en ningún momento el desdoblamiento del reticulado en un árbol de decisión para el tratamiento de probabilidades subjetivas. Dicho esto, entendemos que la información proporcionada por el reticulado de inducción debe relacionarse directamente con el reticulado de reacción, y que la introducción de agentes externos, como ramificaciones de un árbol de decisión, desvirtúan su objetivo y la información proporcionada.

8.2.3.1.1 Parámetros de los árboles de acción y reacción serán:

En primer lugar, es importante recordar que hemos planteado un reticulado binomial de diecisiete periodos que se aproxima a un movimiento geométrico browniano, de un año de duración cada uno. Trabajaremos bajo premisas de formulación discretas.

Los parámetros fundamentales son los siguientes:

- Valor del subyacente: 1.404,4 millones de dólares. Será el valor arriesgado de las reservas o del proyecto sin opciones más la inversión en exploración y *appraisal*. Tengamos en cuenta que en el caso base, es decir, la realización de la exploración a través de un “face development”, el perfil de producción estará diseñado para desarrollar las reservas 2P, produciendo su adaptación al desarrollo de 1P y 3P desajustes en la estimación de las inversiones que producirán pérdidas:

En el caso de las reservas 1P, la utilización de infraestructuras sobre-dimensionadas producirán un valor negativo de USD 100 millones, mientras que en el caso de las reservas 3P, inversiones escasas para acometer un volumen mucho mayor, llevaría a una ineficiencia en la explotación que producirá un valor de un 30% inferior frente a un dimensionamiento adecuado.

	P	Coste	Up-side	Parámetros del MGB		Inversiones				
Exploración	30,3%	103,2		Volatilidad	35,5%	Exploración	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	
Appraisal	60,0%	50,0		rr*	3,2%	1P	-94,0	-290,0	30%	-28,2 -87,0
Desarrollo	40,0%	336,6		T	1	2P	-112,0	-381,0	40%	-33,6 -114,3
EOR1		45,0	-100%	e	2,72	3P	-138,0	-451,0	30%	-41,4 -135,3
EOR2		45,0	-100%	u	1,4	Inversiones ponderadas por Swanson		-103,2	-336,6	
Inversión		579,8		d	0,7					
ENPV			1.251,2	P	45,7%					
NPV + Inversión			1.404,4	Q	54,3%					
Precio mínimo					40					
Liquidación			80%		463,8					

Datos en millones de dólares

Figura 8.8

- Volatilidad (δ): Tomada del resultado obtenido del modelo GARCH, como el promedio de las volatilidades anuales estimadas en el proyecto (Figura 4.51):

	2016	2017	2018	2019	2020
Volatilidad Mensual	9,4%	11,0%	9,0%	8,8%	11,2%
Volatilidad Anual	32,5%	38,3%	31,1%	30,6%	38,6%

Fuente: Bloomberg y cálculos propios

El promedio correspondiente a los ejercicios 2016 a 2020, es del 35,5%.

Hemos tomado esta decisión, frente a la opinión de otros autores que defienden la aplicación de la volatilidad de los últimos datos disponibles. En este sentido opinamos que esta alternativa no es correcta, ya que, dependiendo de un solo dato observable, los resultados de los últimos nodos del árbol de inducción serían extraordinariamente dispersos, y no olvidemos que los nodos de este árbol representan el valor del activo en cada punto, con lo cual una horquilla de valores excesiva, no hace más que incrementar por sí misma el riesgo del proyecto.

Nuestra intención al iniciar la presente Tesis era mucho más radical, entendiendo que deberíamos respetar una supuesta reversión a la media del precio del crudo y que la aplicación de volatilidades elevadas no reflejaba una volatilidad a largo plazo. Pero una vez, hemos comprobado que la reversión a la media es un aspecto demasiado controvertido, teniendo en cuenta la configuración de los mercados en la actualidad, hemos decidido defender una propuesta, que podíamos denominar “intermedia”, es decir contemplar una volatilidad que no sea tan alta como la mostrada por los mercados en la última década, pero tampoco tan baja como una supuesta reversión a una media histórica.

La volatilidad elegida para representar el futuro de los precios del crudo, no es una decisión fácil, como observamos en la Figura 4.34 los datos desde 2007 son de tal magnitud que la aplicación, por ejemplo, de un promedio 2007-2014 a un árbol binomial, con un precio de partida de USD 40, nos aportaría unos datos absurdos, con un rango de precios en cinco años, entre USD 2 y USD 933. Ya la utilización del dato obtenido de nuestro modelo GARCH (35,5%) nos da un rango de entre USD 7 y USD 236, aun así, creemos realmente que, con la presencia de los actores financieros en el mundo de los commodities, no es previsible, al menos en un futuro próximo, volatilidades mucho menores.

- Tasa libre de riesgo (rf): Estamos trabajando en términos discretos, por lo tanto, hemos asumido como tasa libre de riesgo el promedio de los últimos 10 años de un Bono a diez años norteamericano (T-Bond), correspondiente al 3,29%.

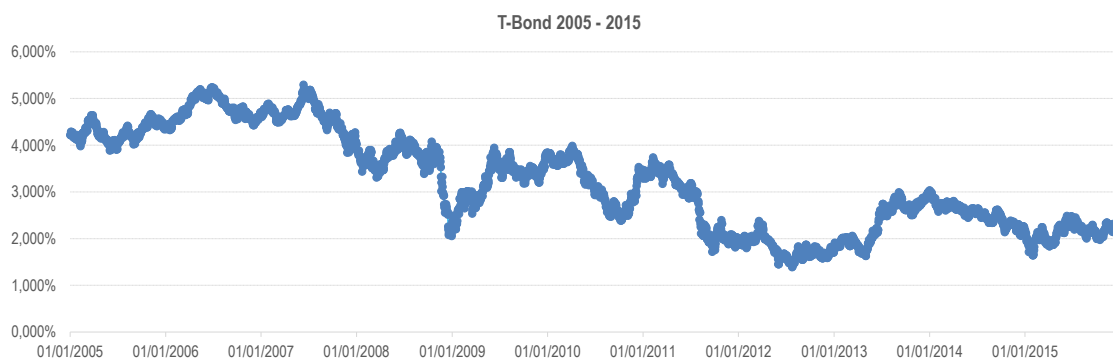


Figura 8.9

- $u = e^{\delta\sqrt{1}} ; d = 1/u$ (4.34)

$$\blacksquare P = \frac{e^{rf} - d}{u - d}; Q = 1 - P \quad (8.13)$$

- Riesgos diversificables o de proyecto: A este tipo de riesgos, se les asocia una probabilidad de ocurrencia del evento subyacente que se corresponde con los juicios subjetivos de los expertos y directivos a la hora de llevar a cabo una fase del proyecto. También forman parte de estos riesgos, el riesgo de éxito geológico, ya que, si bien son calculados mediante fórmulas estadísticas, la interpretación de los resultados y la decisión ulterior, será de los geólogos de acuerdo a su experiencia.

Dentro de los riesgos diversificables o de proyecto, hemos considerado las siguientes probabilidades de ocurrencia, según se muestra en la Figura 8.8:

- Riesgo geológico: Estimado mediante la fórmula (4.1), hemos obtenido una probabilidad de éxito del 30,3%.
- Probabilidad de éxito del “face development” frente al *Appraisal*: A diferencia de llevar a cabo un desarrollo “face development”¹⁵⁸, donde las probabilidades de éxito, y por tanto de llevar a cabo un desarrollo posterior, son de un 40%, la inversión en un pozo de *appraisal*, nos elevará esta probabilidad a un 60%. Además de permitirnos, como ya hemos explicado dimensionar adecuadamente las inversiones hasta reservas 3P, con lo que maximizamos los cash flows propuestos. Tengamos en cuenta que un face development solo nos permitirá tener una certeza moderada sobre reservas 2P.
- Riesgos no-diversificables o de mercado: Este tipo de riesgos se limitarán a la incertidumbre sobre los precios de mercado del crudo, y estará representada por la volatilidad, que medirá la separación potencial de los precios a futuro frente a nuestras expectativas, y la cual provoca dos posibles movimientos simétricos, al alza y a la baja, en el árbol de inducción (“u” y “d”). La probabilidad de ocurrencia de cada uno de ellos se explicará por las denominadas “probabilidades ajustadas a riesgo” (P y Q).

8.2.3.1.2 Valoración de las opciones reales identificadas en el proyecto

En función de los parámetros explicados en el punto anterior, definiremos los árboles de inducción y reacción:

- Árbol de inducción:

Desarrollado en función de los parámetros “u” y “d”. Presentamos dos reticulados de inducción, el primero donde observamos los diferentes escenarios de precios, de acuerdo a la volatilidad estimada, y el segundo, donde calculamos la evolución del valor del proyecto sin opciones:

¹⁵⁸ Face development: realización de la perforación para el desarrollo directamente sin información de pozos exploratorios o de *appraisal*

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
40	57	81	116	165	236	337	480	685	976	1.393	1.986	2.832	4.040	5.761	8.216	11.718	16.712
	28	40	57	81	116	165	236	337	480	685	976	1.393	1.986	2.832	4.040	5.761	8.216
		20	28	40	57	81	116	165	236	337	480	685	976	1.393	1.986	2.832	4.040
			14	20	28	40	57	81	116	165	236	337	480	685	976	1.393	1.986
				10	14	20	28	40	57	81	116	165	236	337	480	685	976
					7	10	14	20	28	40	57	81	116	165	236	337	480
						5	7	10	14	20	28	40	57	81	116	165	236
							3	5	7	10	14	20	28	40	57	81	116
								2	3	5	7	10	14	20	28	40	57
									2	2	3	5	7	10	14	20	28
										1	2	2	3	5	7	10	14
											1	1	2	2	3	5	7
												1	1	1	2	2	3
													0	1	1	1	2
														0	0	1	1
															0	0	0
																0	0
																	0

2014	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1.404	2.003	2.857	4.074	5.810	8.286	11.818	16.855	24.038	34.282	48.892	69.729	99.447	141.829	202.273	288.478	411.422	586.763
5,79x	985	1.404	2.003	2.857	4.074	5.810	8.286	11.818	16.855	24.038	34.282	48.892	69.729	99.447	141.829	202.273	288.478
		690	985	1.404	2.003	2.857	4.074	5.810	8.286	11.818	16.855	24.038	34.282	48.892	69.729	99.447	141.829
			484	690	985	1.404	2.003	2.857	4.074	5.810	8.286	11.818	16.855	24.038	34.282	48.892	69.729
				339	484	690	985	1.404	2.003	2.857	4.074	5.810	8.286	11.818	16.855	24.038	34.282
					238	339	484	690	985	1.404	2.003	2.857	4.074	5.810	8.286	11.818	16.855
						167	238	339	484	690	985	1.404	2.003	2.857	4.074	5.810	8.286
							117	167	238	339	484	690	985	1.404	2.003	2.857	4.074
								82	117	167	238	339	484	690	985	1.404	2.003
									58	82	117	167	238	339	484	690	985
										40	58	82	117	167	238	339	484
											28	40	58	82	117	167	238
												20	28	40	58	82	117
													14	20	28	40	58
														10	14	20	28
															7	10	14
																5	7
																	3

Figura 8.10

■ Árbol de reacción:

EOR1 & EOR2 Secuenciales																	
Exploración					Desarrollo				Explotación								
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1.413	2.927	4.428	9.113	18.198	35.579	51.494	73.911	105.621	150.709	214.953	306.533	291.419	277.020	263.313	375.358	535.075	762.746
112,9%	137	1.664	3.733	7.919	16.225	24.280	35.661	51.576	73.894	105.517	150.537	143.174	136.142	129.435	184.521	263.044	374.977
		481	1.284	2.986	6.562	10.401	16.132	24.365	35.831	51.631	73.842	70.291	66.880	63.615	90.697	129.302	184.332
			358	954	2.240	3.717	6.190	10.151	16.151	24.642	35.979	34.458	32.828	31.255	44.569	63.548	90.603
				326	749	1.128	1.855	3.220	5.699	9.954	16.552	16.642	16.087	15.346	21.891	31.221	44.522
					418	473	583	815	1.323	2.453	4.986	7.021	7.604	7.524	10.741	15.327	21.866
						396	409	422	435	449	464	464	2.553	3.359	5.259	7.514	10.727
							409	422	435	449	464	464	464	464	1.958	3.672	5.251
								422	435	449	464	464	464	464	464	464	2.559
									435	449	464	464	464	464	464	464	464
										449	464	464	464	464	464	464	464
											464	464	464	464	464	464	464
												464	464	464	464	464	464
													464	464	464	464	464
														464	464	464	464
															464	464	464
																464	464
																	464

Figura 8.11

8.2.3.1.3 Formulación:

Para poder hacer un seguimiento de la formulación presentada a partir de este momento, mostramos la numeración de celdas:

Exploración					Desarrollo				Explotación									
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
B41	C41	D41	E41	F41	G41	H41	I41	J41	K41	L41	M41	N41	O41	P41	Q41	R41	S41	
B42	C42	D42	E42	F42	G42	H42	I42	J42	K42	L42	M42	N42	O42	P42	Q42	R42	S42	
		D43	E43	F43	G43	H43	I43	J43	K43	L43	M43	N43	O43	P43	Q43	R43	S43	
			E44	F44	G44	H44	I44	J44	K44	L44	M44	N44	O44	P44	Q44	R44	S44	
				F45	G45	H45	I45	J45	K45	L45	M45	N45	O45	P45	Q45	R45	S45	
					G46	H46	I46	J46	K46	L46	M46	N46	O46	P46	Q46	R46	S46	
						H47	I47	J47	K47	L47	M47	N47	O47	P47	Q47	R47	S47	
Face Development							I48	J48	K48	L48	M48	N48	O48	P48	Q48	R48	S48	
			2	3	4			J49	K49	L49	M49	N49	O49	P49	Q49	R49	S49	
			D49	E49	F49				K50	L50	M50	N50	O50	P50	Q50	R50	S50	
			D50	E50	F50					L51	M51	N51	O51	P51	Q51	R51	S51	
				E51	F51						M52	N52	O52	P52	Q52	R52	S52	
				E52	F52							N53	O53	P53	Q53	R53	S53	
					F53								O54	P54	Q54	R54	S54	
Appraisal															P55	Q55	R55	S55
			2	3	4											Q56	R56	S56
			D56	E56	F56												R57	S57
			D57	E57	F57													S58
			D58	E58	F58													
				E59	F59													
				F60														

Figura 8.12

- Opción de crecimiento: Dos opciones secuenciales en los años 2027 y 2031. En el primer caso (EOR1) la opción será americana con una duración de tres años, en el segundo caso (EOR2) tendrá una duración de cuatro años. La formulación empleada ha sido la siguiente:

16	17
=SI(AK20>\$J\$13;+MAX((R20-\$F\$8);(S41*\$J\$10+S42*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL20>\$J\$13;+MAX(((S20*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK21>\$J\$13;+MAX((R21-\$F\$8);(S42*\$J\$10+S43*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL21>\$J\$13;+MAX(((S21*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK22>\$J\$13;+MAX((R22-\$F\$8);(S43*\$J\$10+S44*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL22>\$J\$13;+MAX(((S22*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK23>\$J\$13;+MAX((R23-\$F\$8);(S44*\$J\$10+S45*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL23>\$J\$13;+MAX(((S23*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK24>\$J\$13;+MAX((R24-\$F\$8);(S45*\$J\$10+S46*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL24>\$J\$13;+MAX(((S24*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK25>\$J\$13;+MAX((R25-\$F\$8);(S46*\$J\$10+S47*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL25>\$J\$13;+MAX(((S25*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK26>\$J\$13;+MAX((R26-\$F\$8);(S47*\$J\$10+S48*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL26>\$J\$13;+MAX(((S26*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK27>\$J\$13;+MAX((R27-\$F\$8);(S48*\$J\$10+S49*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL27>\$J\$13;+MAX(((S27*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK28>\$J\$13;+MAX((R28-\$F\$8);(S49*\$J\$10+S50*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL28>\$J\$13;+MAX(((S28*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK29>\$J\$13;+MAX((R29-\$F\$8);(S50*\$J\$10+S51*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL29>\$J\$13;+MAX(((S29*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK30>\$J\$13;+MAX((R30-\$F\$8);(S51*\$J\$10+S52*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL30>\$J\$13;+MAX(((S30*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK31>\$J\$13;+MAX((R31-\$F\$8);(S52*\$J\$10+S53*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL31>\$J\$13;+MAX(((S31*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK32>\$J\$13;+MAX((R32-\$F\$8);(S53*\$J\$10+S54*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL32>\$J\$13;+MAX(((S32*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK33>\$J\$13;+MAX((R33-\$F\$8);(S54*\$J\$10+S55*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL33>\$J\$13;+MAX(((S33*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK34>\$J\$13;+MAX((R34-\$F\$8);(S55*\$J\$10+S56*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL34>\$J\$13;+MAX(((S34*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK35>\$J\$13;+MAX((R35-\$F\$8);(S56*\$J\$10+S57*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL35>\$J\$13;+MAX(((S35*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
=SI(AK36>\$J\$13;+MAX((R36-\$F\$8);(S57*\$J\$10+S58*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14)	=SI(AL36>\$J\$13;+MAX(((S36*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)
	=SI(AL37>\$J\$13;+MAX(((S37*(1+\$G\$8))-F\$8);0);\$J\$14)

Partiendo del extremo derecho del reticulado, el ejercicio 2031, o año 17 del proyecto, planteamos la segunda opción como la posibilidad de incrementar la producción un 30%, a cambio de una inversión de

USD 45 millones, siempre y cuando el precio del crudo sea superior a USD 40, ya que en caso contrario abandonaremos el proyecto, recuperando el 80% del valor de adquisición de los activos.

En el año anterior (periodo 16) la formulación será la de una opción americana, la cual puede ser ejercitada (siempre que el precio del crudo sea superior a USD 40) en el periodo 16, o bien dejarla abierta hasta el periodo 17. El incremento previsto de la producción sería de un 50% a cambio de una inversión de USD 45 millones. De esta forma llegaríamos al periodo 13, donde se activa la primera opción de crecimiento EOR1:

12	13
=SI(AG20>\$J\$13;+MAX((((O41*\$J\$10+O42*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O41*\$J\$10+O42*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH20>\$J\$13;+MAX((((P41*\$J\$10+P42*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG21>\$J\$13;+MAX((((O42*\$J\$10+O43*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O42*\$J\$10+O43*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH21>\$J\$13;+MAX((((P42*\$J\$10+P43*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG22>\$J\$13;+MAX((((O43*\$J\$10+O44*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O43*\$J\$10+O44*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH22>\$J\$13;+MAX((((P43*\$J\$10+P44*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG23>\$J\$13;+MAX((((O44*\$J\$10+O45*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O44*\$J\$10+O45*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH23>\$J\$13;+MAX((((P44*\$J\$10+P45*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG24>\$J\$13;+MAX((((O45*\$J\$10+O46*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O45*\$J\$10+O46*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH24>\$J\$13;+MAX((((P45*\$J\$10+P46*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG25>\$J\$13;+MAX((((O46*\$J\$10+O47*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O46*\$J\$10+O47*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH25>\$J\$13;+MAX((((P46*\$J\$10+P47*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG26>\$J\$13;+MAX((((O47*\$J\$10+O48*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O47*\$J\$10+O48*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH26>\$J\$13;+MAX((((P47*\$J\$10+P48*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG27>\$J\$13;+MAX((((O48*\$J\$10+O49*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O48*\$J\$10+O49*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH27>\$J\$13;+MAX((((P48*\$J\$10+P49*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG28>\$J\$13;+MAX((((O49*\$J\$10+O50*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O49*\$J\$10+O50*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH28>\$J\$13;+MAX((((P49*\$J\$10+P50*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG29>\$J\$13;+MAX((((O50*\$J\$10+O51*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O50*\$J\$10+O51*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH29>\$J\$13;+MAX((((P50*\$J\$10+P51*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG30>\$J\$13;+MAX((((O51*\$J\$10+O52*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O51*\$J\$10+O52*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH30>\$J\$13;+MAX((((P51*\$J\$10+P52*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG31>\$J\$13;+MAX((((O52*\$J\$10+O53*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O52*\$J\$10+O53*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH31>\$J\$13;+MAX((((P52*\$J\$10+P53*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AG32>\$J\$13;+MAX((((O53*\$J\$10+O54*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);((O53*\$J\$10+O54*\$J\$11)/(1+\$J\$4));\$J\$14=SI(AH32>\$J\$13;+MAX((((P53*\$J\$10+P54*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14=SI(AH33>\$J\$13;+MAX((((P54*\$J\$10+P55*\$J\$11)/(1+\$J\$4))*(1+\$G\$7))-F\$7);0);\$J\$14	

La cual atiende a una opción secuencial que abre las puertas a EOR2, siempre y cuando el precio del crudo sea mayor a USD 40. Por lo tanto, los resultados a aplicar el 30% de posible incremento de la producción no son los de la evolución del activo subyacente en el reticulado de inducción, sino los del primer ejercicio descontado de la opción subsiguiente, EOR1. Igual que en la segunda opción de crecimiento, será una *call* americana, y por lo tanto nos ofrece la posibilidad de ser ejecutada en el ejercicio 12 o dejarla abierta al 13.

En los periodos 9 y 10 no hay opciones identificadas por lo tanto son un mero descuento:

9	10
=+((L41*\$J\$10+L42*\$J\$11)/(1+\$J\$4))	=+((M41*\$J\$10+M42*\$J\$11)/(1+\$J\$4))
=+((L42*\$J\$10+L43*\$J\$11)/(1+\$J\$4))	=+((M42*\$J\$10+M43*\$J\$11)/(1+\$J\$4))
=+((L43*\$J\$10+L44*\$J\$11)/(1+\$J\$4))	=+((M43*\$J\$10+M44*\$J\$11)/(1+\$J\$4))
=+((L44*\$J\$10+L45*\$J\$11)/(1+\$J\$4))	=+((M44*\$J\$10+M45*\$J\$11)/(1+\$J\$4))
=+((L45*\$J\$10+L46*\$J\$11)/(1+\$J\$4))	=+((M45*\$J\$10+M46*\$J\$11)/(1+\$J\$4))
=+((L46*\$J\$10+L47*\$J\$11)/(1+\$J\$4))	=+((M46*\$J\$10+M47*\$J\$11)/(1+\$J\$4))
=+((L47*\$J\$10+L48*\$J\$11)/(1+\$J\$4))	=+((M47*\$J\$10+M48*\$J\$11)/(1+\$J\$4))
=+((L48*\$J\$10+L49*\$J\$11)/(1+\$J\$4))	=+((M48*\$J\$10+M49*\$J\$11)/(1+\$J\$4))
=+((L49*\$J\$10+L50*\$J\$11)/(1+\$J\$4))	=+((M49*\$J\$10+M50*\$J\$11)/(1+\$J\$4))
=+((L50*\$J\$10+L51*\$J\$11)/(1+\$J\$4))	=+((M50*\$J\$10+M51*\$J\$11)/(1+\$J\$4))
	=+((M51*\$J\$10+M52*\$J\$11)/(1+\$J\$4))

- Opción de abandono: Hemos considerado que por debajo de USD 40 el proyecto sería cancelado, recuperando el 80% del valor de adquisición de los activos.
- Opción de desarrollo: Esta opción simplemente nos habilita a desarrollar el proyecto, si los datos de exploración han sido positivos, o parar el proyecto:

7	8
$= (J41 * \$J\$10 + J42 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)$	$= \text{MAX}(((K41 * \$J\$10 + K42 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)); 0)$
$= (J42 * \$J\$10 + J43 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)$	$= \text{MAX}(((K42 * \$J\$10 + K43 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)); 0)$
$= (J43 * \$J\$10 + J44 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)$	$= \text{MAX}(((K43 * \$J\$10 + K44 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)); 0)$
$= (J44 * \$J\$10 + J45 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)$	$= \text{MAX}(((K44 * \$J\$10 + K45 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)); 0)$
$= (J45 * \$J\$10 + J46 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)$	$= \text{MAX}(((K45 * \$J\$10 + K46 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)); 0)$
$= (J46 * \$J\$10 + J47 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)$	$= \text{MAX}(((K46 * \$J\$10 + K47 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)); 0)$
$= (J47 * \$J\$10 + J48 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)$	$= \text{MAX}(((K47 * \$J\$10 + K48 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)); 0)$
$= (J48 * \$J\$10 + J49 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)$	$= \text{MAX}(((K48 * \$J\$10 + K49 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)); 0)$
	$= \text{MAX}(((K49 * \$J\$10 + K50 * \$J\$11) / (1 + \$J\$4)); 0)$

Los periodos 7, 6 y 5 simplemente contienen el efecto del descuento.

4. Opciones excluyentes de “face development” o *appraisal*:

En este punto del reticulado introducimos dos conceptos muy importantes en proyectos de Petróleo y Gas: por una parte, la representación de dos alternativas excluyentes, que nos obligarán a tomar una decisión óptima, y por otra parte la introducción por primera vez en el reticulado de probabilidades subjetivas. Además, estas opciones serán secuenciales, porque dependiendo de los resultados de la exploración, comenzaremos el desarrollo del campo o no.

En este sentido, sub-dividimos el reticulado en los ejercicios 2 a 4 en dos partes, la primera que nos calcula el valor de la opción de desarrollar el yacimiento a través de un “face development”, y la segunda mediante un pozo de *appraisal*.

La primera opción conlleva una inversión de USD 103,2 millones y un porcentaje de éxito de un 40%, y para la segunda debemos invertir USD 50 millones más, pero el éxito sube hasta un 60%. Además de estas probabilidades subjetivas, aplicaremos normalmente las probabilidades ajustadas a riesgo para el descuento hacia la izquierda, con lo cual, podemos observar un efecto muy interesante que es la probabilidad de éxito total, resultante de la combinación de la incertidumbre del proyecto y de mercado.

Face Development	2	3	4
	$= \text{MAX}((((E41 * \$J\$10 + E42 * \$J\$11) * (DT A\$G\$60)) - \$F\$3) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$5; 0)$	$= \text{MAX}((((F41 * \$J\$10 + F42 * \$J\$11) * (DT A\$G\$60)) - \$F\$3) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$5; 0)$	$= \text{MAX}((((G41 * \$J\$10 + G42 * \$J\$11) * (DT A\$G\$60)) - \$F\$3) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$5; 0)$
	$= \text{MAX}((((E42 * \$J\$10 + E43 * \$J\$11) * (DT A\$G\$60)) - \$F\$3) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$5; 0)$	$= \text{MAX}((((F42 * \$J\$10 + F43 * \$J\$11) * (DT A\$G\$60)) - \$F\$3) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$5; 0)$	$= \text{MAX}((((G42 * \$J\$10 + G43 * \$J\$11) * (DT A\$G\$60)) - \$F\$3) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$5; 0)$
	$= \text{MAX}((((E43 * \$J\$10 + E44 * \$J\$11) * (DT A\$G\$60)) - \$F\$3) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$5; 0)$	$= \text{MAX}((((F43 * \$J\$10 + F44 * \$J\$11) * (DT A\$G\$60)) - \$F\$3) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$5; 0)$	$= \text{MAX}((((G43 * \$J\$10 + G44 * \$J\$11) * (DT A\$G\$60)) - \$F\$3) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$5; 0)$
Appraisal			
	2	3	4
	$= \text{MAX}((((E41 * \$J\$10 + E42 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$	$= \text{MAX}((((F41 * \$J\$10 + F42 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$	$= \text{MAX}((((G41 * \$J\$10 + G42 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$
	$= \text{MAX}((((E42 * \$J\$10 + E43 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$	$= \text{MAX}((((F42 * \$J\$10 + F43 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$	$= \text{MAX}((((G42 * \$J\$10 + G43 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$
	$= \text{MAX}((((E43 * \$J\$10 + E44 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$	$= \text{MAX}((((F43 * \$J\$10 + F44 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$	$= \text{MAX}((((G43 * \$J\$10 + G44 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$
		$= \text{MAX}((((F44 * \$J\$10 + F45 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$	$= \text{MAX}((((G44 * \$J\$10 + G45 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$
			$= \text{MAX}((((G45 * \$J\$10 + G46 * \$J\$11) * (DT A\$G\$61)) - \$F\$3 * \$F\$4) / (1 + \$J\$4)) * \$E\$4; 0)$

De la comparación de ambas alternativas obtendremos el valor que subirá al reticulado definitivo:

2	3	4
$= \text{MAX}(D49; D56)$	$= \text{MAX}(E49; E56)$	$= \text{MAX}(F49; F56)$
$= \text{MAX}(D50; D57)$	$= \text{MAX}(E50; E57)$	$= \text{MAX}(F50; F57)$
$= \text{MAX}(D51; D58)$	$= \text{MAX}(E51; E58)$	$= \text{MAX}(F51; F58)$
	$= \text{MAX}(E52; E59)$	$= \text{MAX}(F52; F59)$
		$= \text{MAX}(F53; F60)$

5. Los últimos dos nodos contienen la aplicación de las probabilidades subjetivas de éxito geológico (30,35%).

8.3 CONCLUSIÓN

En la presente Tesis hemos estudiado las decisiones tomadas en ambientes cambiantes, donde la actitud de los gestores frente a la flexibilidad ofrecida por la incertidumbre, será la pieza angular en el éxito de las transacciones, en las cuales, la monetización del valor añadido a la propia operativa del negocio, es cada vez más, una parte importante de los beneficios.

Con esta idea presente, y según avanzamos en nuestro análisis, lo que observamos es un entorno preocupante, en el que este plus de valor, procedente del manejo adecuado de la incertidumbre, es aprovechado casi en exclusiva por los mismos agentes responsables de la inestabilidad.

La cuestión es que esta relación es de suma cero, es decir, lo que es riqueza para unos, es destrucción de valor para otros, ya que ambos conceptos provienen de mundos muchas veces antagonistas, economía real, frente a los mercados financieros más agresivos.

Buscando los factores concretos de la incertidumbre mencionada y su nacimiento, hemos demostrado como factores ajenos al negocio y la industria, determinan actualmente y de forma crítica, el valor final de los activos. Poniendo de manifiesto como el equilibrio de las fuerzas del mercado ha sido desplazado por la especulación financiera en la fijación de los precios de los hidrocarburos. De la misma forma, determinamos el momento en que se produce la ruptura entre ambos mundos a través de la investigación de los patrones estadísticos seguidos históricamente por los precios.

En este sentido, nos hemos enfocado en el estudio y el desarrollo de herramientas que recojan el valor de la incertidumbre provocada por factores exógenos a la industria del petróleo, cuantificados como riesgo sistemático y responsables de forma paralela del valor añadido aportado por la flexibilidad de las decisiones. La primera conclusión es esperanzadora, ya a través de la correcta aplicación de estas metodologías, se puede anticipar y compensar las pérdidas sufridas por el impacto de las volatilidades inoculadas por los especuladores en la industria en los precios. La metodología mencionada consiste en la cohesión de herramientas estadísticas de análisis y tratamiento predictivo de series temporales de precios, con la aplicación de árboles de decisión y opciones reales.

En nuestro caso práctico, observamos que teniendo en cuenta que el valor del activo sin opciones es USD 1.251,2 millones, estimado como el valor arriesgado de las reservas. Considerando las opciones reales identificadas, el valor del proyecto es de **USD 1.413 millones**, es decir un **13% más** que sin considerar la flexibilidad.

Entendemos que este modelo, combina de una manera sencilla la incertidumbre procedente del mercado con aquella procedente del propio proyecto, sin separarnos de las premisas y estructuras básicas de un reticulado de valoración de opciones. Realmente pensamos que las estructuras mixtas, defendidas por

B&D e incluso en algunos capítulos y para proyectos extractivos, por C&A, aportan una confusión excesiva, tanto por la constante duplicidad en las ramas del árbol de decisión cuando “inyecta” las probabilidades subjetivas, como por la combinación de diferentes tasas de descuento en el árbol de reacción. Tengamos en cuenta, que el reticulado de inducción, común a todos los autores, toma la volatilidad del proyecto como receptora del riesgo total, con lo cual, cualquier aplicación tasas de descuento arriesgadas, sea cual sea la fase del proyecto, solo duplicará los riesgos sistemáticos.

Hemos puesto claramente de manifiesto, que una valoración de activos que incorpora el valor de la flexibilidad, será sustancialmente superior a una valoración tradicional. En sectores extractivos, y en especial el de hidrocarburos, donde la incertidumbre es muy elevada en cada fase de un proyecto, la flexibilidad potencial que subyace en cada decisión alberga un valor importante que debe tenerse en cuenta. Como hemos mostrado a lo largo del presente trabajo, en épocas convulsas, donde la obtención de rentabilidad es compleja, será definitivo a la hora de invertir.

Esta conclusión, no hace más que abrir nuevas líneas de investigación potencial, sobre todo en cuanto a la correlación de los mercados financieros con otras variables y el valor de los activos. Sin duda el siguiente paso sería el análisis de la influencia de los mercados en las partidas de costo, no solo el precio del crudo, y observar de manera conjunta la creación o destrucción de valor neta, a lo largo del tiempo, de estas actuaciones. De la misma forma, el estudio del límite de ganancia o *break even* para los especuladores, comparando la fluctuación de la cotización de las acciones de estas compañías, en contraposición a la volatilidad del crudo, sería otra línea de reflexión interesante. De la misma forma, y a nivel más macroeconómico, la observación de las políticas de tipos de interés, y las guerras de divisa, llevadas a cabo por los gobiernos, como medio de pago de los *commodities*, frente a las fluctuaciones del crudo es otra área merecedora de una tesis aparte.

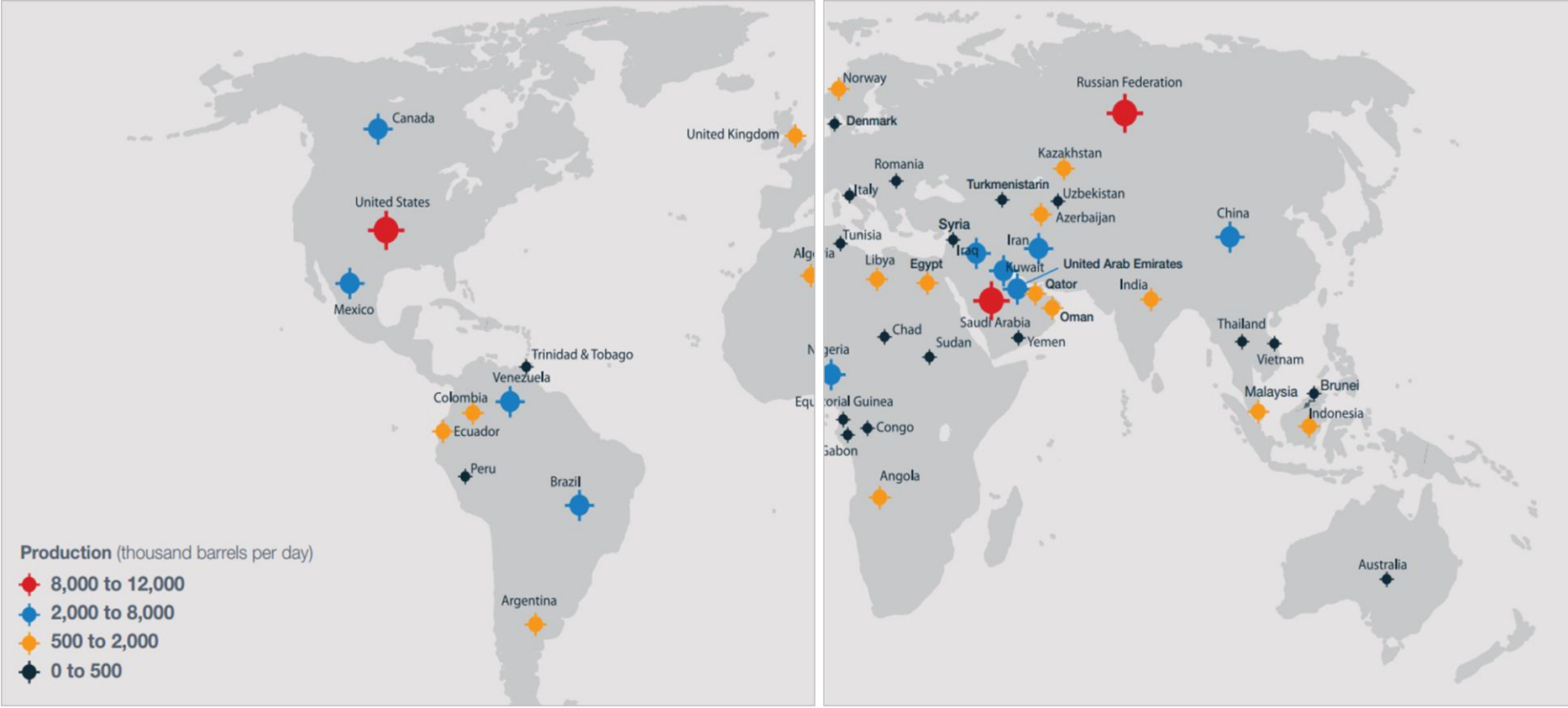
ANEXOS

ANEXO A1. DATOS HISTÓRICOS MUNDIALES DE RESERVAS PROBADAS

Reservas Probadas (´000 millones)	1994	2004	2013	2014	Share	Ratio Reservas / Producción
US	29,6	29,3	48,5	48,5	0,0	11,4
Canadá	48,1	179,6	172,9	172,9	0,1	*
México	49,8	14,8	11,1	11,1	0,0	10,9
América del Norte	127,5	223,7	232,5	232,5	0,1	22,3
Venezuela	64,9	79,7	298,3	298,3	0,2	*
Brasil	5,4	11,2	15,6	16,2	0,0	18,9
Ecuador	3,5	5,1	8,2	8,0	0,0	39,4
Colombia	3,1	1,5	2,4	2,4	0,0	6,8
Otros	4,6	5,9	5,3	5,3	*	*
S. & Cent. América	81,5	103,4	329,8	330,2	0,2	*
Federación Rusa	115,1	105,5	105,0	103,2	0,1	26,1
Noruega	9,7	9,7	7,0	6,5	0,0	9,5
Kazakhstan	5,3	9,0	30,0	30,0	0,0	48,3
Otros	11,1	16,6	15,2	15,1	*	*
Europa & Eurasia	141,2	140,8	157,2	154,8	0,1	24,7
Arabia Saudí	261,4	264,3	265,9	267,0	0,2	63,6
Iraq	100,0	115,0	150,0	150,0	0,1	*
Emiratos Árabes Unidos	98,1	97,8	97,8	97,8	0,1	72,2
Kuwait	96,5	101,5	101,5	101,5	0,1	89,0
Irán	94,3	132,7	157,8	157,8	0,1	*
Otros	13,3	38,8	35,7	36,6	*	*
Oriente Medio	663,6	750,1	808,7	810,7	0,5	77,8
Libia	22,8	39,1	48,4	48,4	0,0	*
Nigeria	21,0	35,9	37,1	37,1	0,0	43,0
Algeria	10,0	11,8	12,2	12,2	0,0	21,9
Otros	11,2	20,8	32,4	31,5	*	*
África	65,0	107,6	130,1	129,2	0,1	42,8
China	16,3	15,5	18,5	18,5	0,0	11,9
India	5,0	4,3	3,7	3,7	0,0	11,9
Indonesia	5,0	4,3	3,7	3,7	0,0	11,9
Otros	12,9	16,5	16,8	16,8	*	*
Asia-Pacífico	39,2	40,6	42,7	42,7	0,0	14,1
Total Global	1.118,0	1.366,2	1.701,0	1.700,1	1,0	52,5
de los cuales: OECD	148,4	244,4	249,1	248,6	0,1	30,3
Non-OECD	969,5	1.121,8	1.451,9	1.451,5	0,9	60,1
OPEC	778,9	918,8	1.214,9	1.216,5	0,7	91,1
Non-OPEC	216,0	324,1	342,4	341,7	0,2	24,5
European Union	8,0	7,3	5,8	5,8	0,0	11,2
Former Soviet Union	123,1	123,3	143,8	141,9	0,1	28,2

Fuente: AIE

ANEXO A2. DATOS PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES (MILES DE BARRILES POR DÍA)



Fuente: British Petroleum. 2013

ANEXO B. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LOS 50 CAMPOS ADYACENTES

Características Petrofísicas

Pozos a Correlacionar	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10
Porosidad [%]	0,20	0,13	0,18	0,20	0,18	0,20	0,18	0,15	0,19	0,21
N/G Espesor [pies]	137,39	86,59	67,75	158,08	68,20	117,27	89,29	72,22	69,72	71,00
S _{wi} [%]	0,22	0,21	0,23	0,20	0,21	0,22	0,19	0,22	0,22	0,23
Pozos a Correlacionar	Pozo 11	Pozo 12	Pozo 13	Pozo 14	Pozo 15	Pozo 16	Pozo 17	Pozo 18	Pozo 19	Pozo 20
Porosidad [%]	0,14	0,16	0,18	0,15	0,17	0,20	0,19	0,20	0,19	0,22
N/G Espesor [pies]	57,42	106,85	90,82	117,74	40,85	64,24	93,94	67,89	57,52	89,32
S _{wi} [%]	0,18	0,19	0,22	0,19	0,20	0,23	0,23	0,24	0,23	0,25
Pozos a Correlacionar	Pozo 21	Pozo 22	Pozo 23	Pozo 24	Pozo 25	Pozo 26	Pozo 27	Pozo 28	Pozo 29	Pozo 30
Porosidad [%]	0,17	0,21	0,17	0,19	0,15	0,14	0,17	0,16	0,18	0,15
N/G Espesor [pies]	105,01	69,84	84,76	75,32	71,11	119,24	93,77	136,78	80,62	67,63
S _{wi} [%]	0,21	0,24	0,21	0,22	0,19	0,18	0,21	0,20	0,22	0,18
Pozos a Correlacionar	Pozo 31	Pozo 32	Pozo 33	Pozo 34	Pozo 35	Pozo 36	Pozo 37	Pozo 38	Pozo 39	Pozo 40
Porosidad [%]	0,23	0,17	0,21	0,17	0,16	0,18	0,17	0,21	0,18	0,21
N/G Espesor [pies]	96,00	180,75	102,20	94,45	96,36	101,59	63,39	68,85	91,60	77,61
S _{wi} [%]	0,26	0,20	0,24	0,20	0,20	0,21	0,21	0,24	0,22	0,24
Pozos a Correlacionar	Pozo 41	Pozo 42	Pozo 43	Pozo 44	Pozo 45	Pozo 46	Pozo 47	Pozo 48	Pozo 49	Pozo 50
Porosidad [%]	0,17	0,20	0,13	0,20	0,23	0,17	0,21	0,18	0,22	0,18
N/G Espesor [pies]	68,42	148,78	120,00	76,44	165,61	100,38	92,12	106,00	90,83	83,50
S _{wi} [%]	0,21	0,23	0,17	0,23	0,26	0,21	0,24	0,21	0,25	0,21

ANEXO C. TEOREMA DEL LÍMITE CENTRAL. MUESTRAS

Tamaño	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Muestra 7	Muestra 8	Muestra 9	Muestra 10
1	0,755	0,834	0,917	0,768	0,796	0,795	0,831	0,817	0,867	0,819
2	0,764	0,958	0,796	0,811	0,862	0,763	0,929	0,929	0,800	0,819
3	0,920	0,831	0,852	0,772	0,873	0,960	0,783	0,815	0,865	0,867
4	0,852	0,958	0,772	0,879	0,783	0,852	0,739	0,819	0,878	0,920
5	0,800	0,817	0,817	0,815	0,763	0,981	0,763	0,817	0,811	0,830
Media	0,818	0,879	0,831	0,809	0,815	0,870	0,809	0,840	0,844	0,851
Desv. Típica	0,069	0,072	0,056	0,045	0,049	0,097	0,075	0,050	0,036	0,043
Tamaño	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Muestra 7	Muestra 8	Muestra 9	Muestra 10
1	0,888	0,763	0,783	0,755	0,879	0,929	0,880	0,830	0,764	0,920
2	0,873	0,852	0,796	0,920	0,763	0,958	0,886	0,783	0,958	0,800
3	0,811	0,852	0,920	0,834	0,867	0,817	0,739	0,876	0,796	0,763
4	0,819	0,817	0,811	0,819	0,880	0,747	0,878	0,880	0,879	0,785
5	0,820	0,768	0,920	0,903	0,812	0,796	0,755	0,878	0,815	0,796
6	0,852	0,817	0,876	0,917	0,886	0,850	0,772	0,783	0,876	0,876
7	0,785	0,867	0,812	0,831	0,929	0,876	0,878	0,786	0,917	0,747
8	0,903	0,903	0,815	0,811	0,873	0,830	0,834	0,876	0,796	0,819
9	0,817	0,876	0,815	0,873	0,880	0,764	0,763	0,772	0,842	0,812
10	0,783	0,876	0,739	0,830	0,917	0,795	0,960	0,960	0,852	0,852
Media	0,835	0,839	0,829	0,849	0,869	0,836	0,834	0,842	0,850	0,817
Desv. Típica	0,040	0,044	0,056	0,050	0,046	0,065	0,070	0,058	0,057	0,050
Tamaño	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Muestra 7	Muestra 8	Muestra 9	Muestra 10
1	0,865	0,920	0,819	0,795	0,768	0,768	0,796	0,886	0,929	0,764
2	0,873	0,795	0,886	0,852	0,852	0,768	0,929	0,929	0,815	0,812
3	0,811	0,892	0,811	0,783	0,981	0,739	0,888	0,886	0,795	0,958
4	0,981	0,960	0,850	0,763	0,867	0,920	0,796	0,878	0,852	0,819
5	0,831	0,819	0,830	0,929	0,865	0,812	0,876	0,873	0,865	0,880
6	0,800	0,852	0,878	0,873	0,886	0,880	0,903	0,800	0,763	0,865
28	0,917	0,747	0,785	0,876	0,929	0,812	0,862	0,800	0,785	0,958
33	0,764	0,786	0,812	0,796	0,834	0,795	0,796	0,917	0,876	0,747
34	0,830	0,917	0,755	0,903	0,873	0,812	0,830	0,876	0,817	0,763
35	0,817	0,739	0,876	0,879	0,817	0,880	0,796	0,892	0,865	0,783
36	0,878	0,811	0,892	0,842	0,795	0,795	0,879	0,768	0,865	0,812
37	0,888	0,880	0,785	0,920	0,880	0,880	0,865	0,981	0,958	0,812
38	0,880	0,873	0,795	0,862	0,800	0,820	0,917	0,785	0,880	0,886
39	0,795	0,873	0,739	0,811	0,796	0,834	0,903	0,879	0,783	0,888
40	0,852	0,892	0,879	0,981	0,981	0,876	0,920	0,796	0,796	0,867
Media	0,840	0,845	0,835	0,856	0,843	0,840	0,845	0,859	0,847	0,841
Desv. Típica	0,046	0,056	0,055	0,054	0,065	0,056	0,058	0,056	0,051	0,054
Tamaño	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Muestra 7	Muestra 8	Muestra 9	Muestra 10
1	0,873	0,981	0,800	0,834	0,842	0,865	0,880	0,831	0,865	0,763
2	0,842	0,873	0,878	0,747	0,886	0,815	0,981	0,888	0,886	0,817
3	0,815	0,795	0,800	0,879	0,886	0,747	0,958	0,830	0,929	0,929
4	0,880	0,785	0,876	0,785	0,772	0,886	0,763	0,878	0,815	0,879
5	0,785	0,800	0,876	0,815	0,796	0,960	0,812	0,812	0,786	0,796
43	0,830	0,876	0,879	0,831	0,820	0,768	0,850	0,958	0,981	0,768
44	0,811	0,879	0,786	0,764	0,800	0,876	0,739	0,817	0,820	0,878
45	0,739	0,958	0,862	0,820	0,815	0,830	0,820	0,873	0,739	0,772
46	0,880	0,880	0,747	0,819	0,879	0,888	0,831	0,768	0,783	0,886
47	0,867	0,812	0,812	0,865	0,768	0,929	0,878	0,755	0,852	0,812
48	0,865	0,772	0,785	0,768	0,862	0,772	0,819	0,903	0,852	0,880
49	0,739	0,878	0,795	0,878	0,865	0,960	0,892	0,888	0,850	0,785
50	0,795	0,917	0,819	0,785	0,763	0,888	0,880	0,903	0,815	0,800
60	0,834	0,812	0,873	0,903	0,815	0,862	0,739	0,862	0,920	0,873
100	0,783	0,880	0,800	0,739	0,795	0,820	0,817	0,772	0,772	0,873
Media	0,838	0,852	0,846	0,847	0,845	0,845	0,836	0,841	0,848	0,840
Desv. Típica	0,056	0,061	0,057	0,060	0,054	0,059	0,059	0,062	0,058	0,053

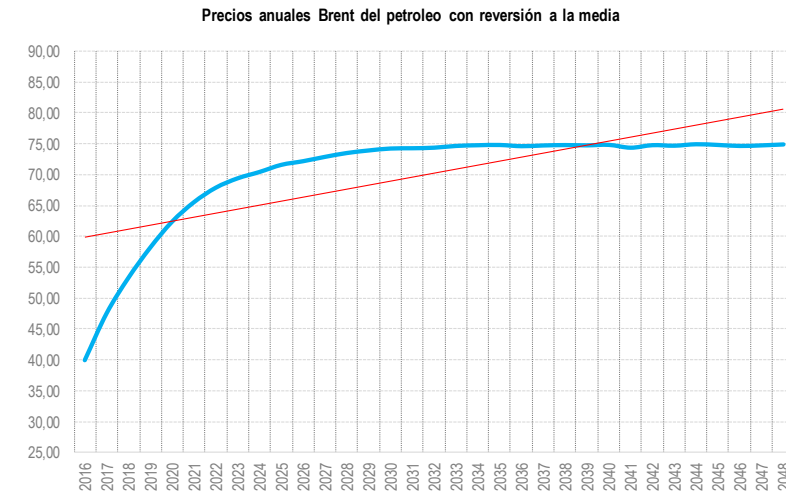
Tamaño	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Muestra 7	Muestra 8	Muestra 9	Muestra 10
1	0,865	0,929	0,812	0,831	0,873	0,811	0,850	0,834	0,834	0,812
9	0,879	0,831	0,981	0,812	0,865	0,903	0,876	0,815	0,830	0,879
10	0,876	0,852	0,764	0,795	0,917	0,886	0,800	0,815	0,786	0,820
11	0,783	0,917	0,819	0,796	0,960	0,958	0,763	0,796	0,878	0,880
41	0,852	0,958	0,812	0,819	0,830	0,830	0,878	0,865	0,772	0,812
42	0,755	0,817	0,917	0,795	0,917	0,981	0,865	0,831	0,876	0,800
469	0,755	0,783	0,764	0,876	0,879	0,772	0,876	0,831	0,852	0,815
470	0,903	0,917	0,886	0,831	0,795	0,850	0,819	0,763	0,850	0,892
989	0,786	0,879	0,920	0,929	0,867	0,880	0,812	0,850	0,831	0,764
990	0,850	0,783	0,850	0,796	0,815	0,880	0,876	0,795	0,768	0,878
996	0,842	0,878	0,852	0,892	0,811	0,873	0,747	0,878	0,873	0,764
997	0,820	0,888	0,867	0,755	0,920	0,783	0,880	0,796	0,865	0,852
998	0,739	0,981	0,873	0,764	0,812	0,815	0,852	0,796	0,772	0,886
999	0,764	0,800	0,879	0,886	0,903	0,917	0,886	0,817	0,747	0,888
1000	0,920	0,958	0,763	0,880	0,831	0,815	0,852	0,831	0,878	0,878
Media	0,841	0,844	0,842	0,846	0,842	0,842	0,843	0,845	0,842	0,842
Desv. Típica	0,056	0,059	0,058	0,059	0,055	0,056	0,058	0,060	0,058	0,057

ANEXO D. MODELOS DE PREVISIÓN DE PRECIOS

D.1 Modelo Browniano Geométrico

Tendencia (anual)	8,4%										
Volatilidad (anual)	28,2%										
Tendencia media	4,4%										
Precio inicial	40										

D.2 Modelo de Reversión a la Media



Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de α	0,827375627
Coefficiente de δ	0,684550428
R ² ajustado	0,662018316
Error típico	18,69251962
Observaciones	16

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad de cuadrado de los cuadrados			F	Valor crítico de F
Regresión	1	10615,47006	10615,47006	30,38110316	7,65828E-05
Residuos	14	4891,744055	349,4102897		
Total	15	15507,21411			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	16,84021946	10,17968396	1,654296884	0,12030472	-4,993031192	38,67347011	-4,993031192	38,67347011
13,34972201	0,775009769	0,140606503	5,511905583	7,65828E-05	0,473438813	1,076580725	0,473438813	1,076580725

	Xt	Xt-1	Brent Estimado	Parámetros
				Promedio 61,02
1998	13,35			Volatilidad ant. 28,2%
1999	17,97	13,35		Start price 40,00
2000	28,40	17,97		Volatility 28,2%
2001	25,46	28,40		Precio de con 74,8
2002	25,01	25,46		k 22,5%
2003	28,47	25,01		Check 70,4
2004	37,99	28,47		alfa 16,84
2005	55,08	37,99		beta 0,78
2006	66,08	55,08		
2007	72,67	66,08		
2008	98,36	72,67		
2009	62,49	98,36		
2010	80,25	62,49		
2011	110,89	80,25		
2012	111,70	110,89		
2013	108,76	111,70		
2014	99,51	108,76		
2015	55,88	99,51	40,00	
2016			47,58	
2017			53,34	
2018			58,23	
2019			62,42	
2020			65,56	
2021			67,91	
2022			69,43	
2023			70,45	
2024			71,61	
2025			72,20	
2026			72,90	
2027			73,52	
2028			73,93	
2029			74,25	
2030			74,29	
2031			74,39	
2032			74,67	
2033			74,78	
2034			74,82	
2035			74,63	
2036			74,74	
2037			74,81	
2038			74,76	
2039			74,84	
2040			74,38	
2041			74,79	
2042			74,70	
2043			74,94	
2044			74,83	
2045			74,66	
2046			74,76	
2047			74,91	
2048			75,04	

D.3 Modelo GARCH (1.1)

	et	et ²	σ^2	σ	u^2 / σ^2	$-\ln(\sigma^2) - u^2 / \sigma^2$
1	32.295,00					
2	32.325,00	0,000	0,000	0,007		
3	32.356,00	0,010	0,000	0,005	0,069	5,339
4	32.387,00	-0,106	0,011	0,004	0,061	3,051
5	32.417,00	-0,051	0,003	0,007	0,086	4,558
6	32.448,00	0,056	0,003	0,006	0,076	4,610
7	32.478,00	0,113	0,013	0,005	0,073	2,385
8	32.509,00	0,063	0,004	0,009	0,093	4,286
9	32.540,00	-0,040	0,002	0,007	0,083	4,733
10	32.568,00	0,102	0,010	0,005	0,073	3,271
11	32.599,00	0,040	0,002	0,008	0,088	4,642
12	32.629,00	-0,091	0,008	0,006	0,075	3,717
13	32.660,00	-0,016	0,000	0,007	0,085	4,900
14	32.690,00	0,020	0,000	0,005	0,070	5,242
15	32.721,00	-0,035	0,001	0,004	0,062	5,241
16	32.752,00	0,056	0,003	0,004	0,061	4,754
17	32.782,00	0,034	0,001	0,004	0,066	5,165
18	32.813,00	-0,009	0,000	0,004	0,063	5,519
19	32.843,00	0,036	0,001	0,003	0,058	5,316
20	32.874,00	0,025	0,001	0,004	0,059	5,479
21	32.905,00	-0,036	0,001	0,003	0,058	5,312
22	32.933,00	-0,045	0,002	0,004	0,059	5,083
23	32.964,00	-0,066	0,004	0,004	0,062	4,440
24	32.994,00	0,011	0,000	0,005	0,070	5,301
25	33.025,00	-0,069	0,005	0,004	0,061	4,303
26	33.055,00	0,126	0,016	0,005	0,071	2,130
27	33.086,00	0,353	0,125	0,010	0,099	-8,138
28	33.117,00	0,121	0,015	0,053	0,230	2,666
29	33.147,00	0,002	0,000	0,031	0,176	0,000
30	33.178,00	-0,110	0,012	0,016	0,125	3,383
31	33.208,00	-0,129	0,017	0,013	0,115	3,062
32	33.239,00	-0,117	0,014	0,014	0,117	3,292
33	33.270,00	-0,186	0,035	0,013	0,114	1,668
34	33.298,00	0,067	0,004	0,020	0,143	3,672
35	33.329,00	0,020	0,000	0,013	0,112	4,350
36	33.359,00	0,004	0,000	0,007	0,086	4,910
37	33.390,00	-0,059	0,004	0,005	0,070	4,599
38	33.420,00	0,068	0,005	0,005	0,071	4,361
39	33.451,00	0,000	0,000	0,006	0,075	5,193
40	33.482,00	0,026	0,001	0,004	0,064	5,340
41	33.512,00	0,064	0,004	0,004	0,060	4,500
42	33.543,00	-0,062	0,004	0,005	0,068	4,535
43	33.573,00	-0,131	0,017	0,005	0,071	3,388
44	33.604,00	0,015	0,000	0,010	0,101	4,555
45	33.635,00	0,006	0,000	0,006	0,079	5,064
46	33.664,00	-0,020	0,000	0,004	0,066	5,343
47	33.695,00	0,069	0,005	0,004	0,060	4,312
48	33.725,00	0,031	0,001	0,005	0,070	5,119
49	33.756,00	0,046	0,002	0,004	0,064	4,982
50	33.786,00	-0,053	0,003	0,004	0,065	4,819
51	33.817,00	-0,017	0,000	0,004	0,067	5,353
52	33.848,00	0,030	0,001	0,004	0,060	5,375
53	33.878,00	-0,008	0,000	0,003	0,059	5,640
54	33.909,00	-0,061	0,004	0,003	0,056	4,584
55	33.939,00	-0,035	0,001	0,004	0,066	5,157
56	33.970,00	-0,025	0,001	0,004	0,063	5,375
57	34.001,00	0,052	0,003	0,004	0,059	4,873
58	34.029,00	0,009	0,000	0,004	0,064	5,471
59	34.060,00	-0,003	0,000	0,003	0,058	5,677
60	34.090,00	-0,013	0,000	0,003	0,055	5,735
61	34.121,00	-0,047	0,002	0,003	0,054	5,070
62	34.151,00	-0,047	0,002	0,004	0,061	5,001
63	34.182,00	0,020	0,000	0,004	0,063	5,416
64	34.213,00	-0,038	0,001	0,003	0,059	5,240
65	34.243,00	0,040	0,002	0,004	0,060	5,175
66	34.274,00	-0,098	0,010	0,004	0,061	3,014
67	34.304,00	-0,103	0,011	0,007	0,083	3,446
68	34.335,00	0,057	0,003	0,009	0,093	4,380
69	34.366,00	-0,033	0,001	0,007	0,081	4,848
70	34.394,00	-0,003	0,000	0,005	0,070	5,307

Parámetros	
Likelihood	1,358,6125
ω	0,0015
α	0,3753
β	0,4566

γ	0,16806771
----------	------------

Volatilidad a LP	
σ	9,44%
Anualizada σ	32,70%

Restrictions	
$\alpha + \beta + \gamma = 1$	YES
$\alpha, \beta, \gamma \geq 0$	YES

Estabilidad del proceso	
$\alpha + \beta < 1$	YES

Check	
$\alpha + \beta$	0,8319

Likelihood
 $= \sum \{-\ln(\sigma^2) - u^2 / \sigma^2\}$

Regresión	
a	0,00154
b	0,26060

For EWMA
Set $\omega = 0$, $\alpha = 1 - \lambda$, $\beta = \lambda$
RiskMetric ($\lambda=0.95$ monthly) and ($\lambda=0.97$ daily)

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correla	0,26
Coefficiente de determ	0,07
R ² ajustado	0,06
Error típico	0,08
Observaciones	329,00

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los	F	Valor crítico de F
Regresión	1,000	0,166	0,166	23,412	0,000
Residuos	327,000	2,317	0,007		
Total	328,000	2,483			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Alfa	0,0015	0,0046	0,3306	0,7412	-0,0076	0,0107	-0,0076	0,0107
Beta	0,2606	0,0539	4,8386	0,0000	0,1546	0,3665	0,1546	0,3665

Análisis de los residuales		
Observación	típico 0,00579391482	Residuos
1	0,003044936	-0,105985608
2	-0,025290889	-0,050779742
3	-0,018288657	0,055793613
4	0,011308715	0,112784636
5	0,033873325	0,06309371
6	0,026804309	-0,040302959
7	-0,001982634	0,102099468
8	0,027625135	0,04037899
9	0,019256683	-0,090667811
10	-0,017126527	-0,015920491

ANEXO E. MODELO DE DESCUENTO DE FLUJOS DE CAJA PARA RESERVAS 1P, 2P Y 3P

1P		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
33.0	Volumen	0.0	0.0	0.0	4.2	4.6	4.0	3.4	3.0	2.7	2.3	2.0	1.6	1.2	0.9	0.7	0.6	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
	Precio	44.2	67.2	73.3	73.6	72.9	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5
	Ingresos 2P	0.0	0.0	0.0	308.9	338.7	327.1	276.6	250.2	221.7	193.4	166.6	129.2	100.2	77.7	60.2	46.7	36.2	28.1	21.8	16.9	13.1	10.1	7.9	6.1
7%	Royalty	0.0	0.0	0.0	21.6	23.7	22.9	19.4	17.5	15.5	13.5	11.7	9.0	7.0	5.4	4.2	3.3	2.5	2.0	1.5	1.2	0.9	0.7	0.6	0.4
	Ingresos netos	0.0	0.0	0.0	287.2	315.0	304.2	257.3	232.7	206.2	179.9	155.0	120.2	93.2	72.2	56.0	43.4	33.7	26.1	20.2	15.7	12.2	9.4	7.3	5.7
11.5x	379.4 OPEX	0.0	0.0	0.0	7.0	25.0	23.0	40.0	35.0	33.0	31.0	31.6	26.0	25.3	7.0	5.5	5.2	5.2	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	51.7
	Depreciación	0.0	0.0	0.0	35.2	51.2	66.2	76.4	76.8	41.6	25.8	10.6	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Cost Oil	0.0	0.0	0.0	42.2	76.2	89.2	116.4	111.8	74.6	56.6	42.2	26.4	25.3	7.0	5.5	5.2	5.2	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	3.7
	Costos Incurred	0.0	0.0	0.0	42.2	76.2	89.2	116.4	111.8	74.6	56.6	42.2	26.4	25.3	7.0	5.5	5.2	5.2	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	51.7
	Pendiente de recuperar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
60%	Límite de Recuperación de Costos	0.0	0.0	0.0	185.3	203.2	196.2	166.0	150.1	133.0	116.1	100.0	77.5	60.1	46.6	36.1	28.0	21.7	16.8	13.1	10.1	7.9	6.1	4.7	3.7
11.6x	384.0 CAPEX	3.0	9.0	82.0	82.0	80.0	75.0	51.0	2.0																
	Profit Oil	0.0	0.0	0.0	245.0	238.8	215.0	140.9	120.9	131.6	123.3	112.8	93.8	67.9	65.2	50.5	38.2	28.5	21.4	15.6	11.0	7.5	4.8	2.7	2.0
40%	Contratista	0.0	0.0	0.0	98.0	95.5	86.0	56.3	48.4	52.7	49.3	45.1	37.5	27.1	26.1	20.2	15.3	11.4	8.6	6.2	4.4	3.0	1.9	1.1	0.8
60%	Gobierno	0.0	0.0	0.0	147.0	143.3	129.0	84.5	72.6	79.0	74.0	67.7	56.3	40.7	39.1	30.3	22.9	17.1	12.9	9.3	6.6	4.5	2.9	1.6	1.2
30%	IRS	0.0	0.0	0.0	29.4	28.7	25.8	16.9	14.5	15.8	14.8	13.5	11.3	8.1	7.8	6.1	4.6	3.4	2.6	1.9	1.3	0.9	0.6	0.3	0.2
	Flujo de Caja Contratista	-3.0	-9.0	-82.0	21.8	38.1	51.4	64.8	108.7	78.5	60.1	42.2	26.7	19.0	18.3	14.1	10.7	8.0	6.0	4.4	3.1	2.1	1.3	0.7	-47.5
	Flujo de Caja Gobierno	0.0	0.0	0.0	198.0	195.6	177.7	120.8	104.6	110.3	102.3	92.9	76.6	55.9	52.4	40.6	30.8	23.0	17.4	12.7	9.1	6.3	4.1	2.5	1.9
	Cash Flow del proyecto	-3.0	-9.0	-82.0	219.9	233.7	229.1	185.6	213.2	188.7	162.4	135.1	103.2	74.9	70.7	54.7	41.5	31.0	23.4	17.1	12.2	8.4	5.5	3.2	-45.6
	Acumulado	-3.0	-12.0	-94.0	125.9	359.6	588.6	774.3	987.5	1.176.3	1.338.7	1.473.7	1.576.9	1.651.8	1.722.5	1.777.2	1.818.8	1.849.8	1.873.2	1.890.3	1.902.5	1.910.9	1.916.4	1.919.6	1.874.0
1P																									
Financiero	CONTRACTOR TAKE				16%	22%	35%	51%	42%	37%	31%	26%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	25%	25%	24%	23%		
	GOVERNMENT TAKE				84%	78%	65%	49%	58%	63%	69%	74%	75%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	75%	75%	76%	77%		
	Check				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	LTE				301.9	313.7	304.1	236.6	215.2	188.7	162.4	135.1	103.2	74.9	70.7	54.7	41.5	31.0	23.4	17.1	12.2	8.4	5.5	3.2	-45.6
	AGR - Contratista				36%	42%	46%	56%	58%	50%	47%	44%	41%	44%	33%	33%	34%	36%	38%	41%	46%	52%	59%	69%	
	ERR - Gobierno				64%	58%	54%	44%	42%	50%	53%	56%	59%	56%	67%	67%	66%	64%	62%	59%	54%	48%	41%	31%	
	Check				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Económico	CONTRACTOR TAKE				28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	
	GOVERNMENT TAKE				72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	
					100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Valor del proyecto																									
	Valor de la producción	0.0	0.0	0.0	308.9	338.7	327.1	276.6	250.2	221.7	193.4	166.6	129.2	100.2	77.7	60.2	46.7	36.2	28.1	21.8	16.9	13.1	10.1	7.9	6.1
	Costes e inversiones	3.0	9.0	82.0	89.0	105.0	98.0	91.0	37.0	33.0	31.0	31.6	26.0	25.3	7.0	5.5	5.2	5.2	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	51.7
	Resultado operativo	-3.0	-9.0	-82.0	219.9	233.7	229.1	185.6	213.2	188.7	162.4	135.1	103.2	74.9	70.7	54.7	41.5	31.0	23.4	17.1	12.2	8.4	5.5	3.2	-45.6
	Check	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Tasa de Descuento																									
	Periodo	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5	20.5	21.5	22.5	23.5
	Factor de Descuento	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16	0.14	0.13	0.12	0.11
	Proyecto NPV	-2.9	-7.8	-64.6	157.5	152.2	135.6	99.9	104.3	84.0	65.7	49.6	34.5	22.7	19.5	13.7	9.5	6.4	4.4	2.9	1.9	1.2	0.7	0.4	-4.9
	Contratista NPV	-2.9	-7.8	-64.6	15.6	24.8	30.4	34.9	53.2	34.9	24.3	15.5	8.9	5.8	5.0	3.6	2.4	1.7	1.1	0.7	0.5	0.3	0.2	0.1	-5.1
	Gobierno NPV	0.0	0.0	0.0	141.9	127.4	105.2	65.0	51.2	49.1	41.4	34.1	25.6	17.0	14.5	10.2	7.0	4.8	3.3	2.2	1.4	0.9	0.5	0.3	0.2
	NPV 1P Proyecto	886.6																							
	Múltiplo sobre reservas	26.90x																							
	NPV Contratista	183.6																							
	Múltiplo sobre reservas	5.57x																							
	NPV Gobierno	703.1																							
	Múltiplo sobre reservas	21.33x																							

2P		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
43,8	Volumen	0,0	0,0	0,0	5,6	6,2	5,3	4,5	4,0	3,6	3,1	2,7	2,1	1,6	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	
	Precio	44,2	67,2	73,3	73,6	72,9	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	
	Ingresos 2P	0,0	0,0	0,0	410,8	450,5	435,0	367,9	332,8	294,9	257,2	221,6	171,8	133,2	103,3	80,1	62,1	48,2	37,3	29,0	22,4	17,4	13,5	10,5	8,1	
7%	Royalty	0,0	0,0	0,0	28,8	31,5	30,4	25,8	23,3	20,6	18,0	15,5	12,0	9,3	7,2	5,6	4,3	3,4	2,6	2,0	1,6	1,2	0,9	0,7	0,6	
10,4x	Ingresos netos	0,0	0,0	0,0	382,0	418,9	404,5	342,2	309,5	274,3	239,2	206,1	159,8	123,9	96,1	74,5	57,8	44,8	34,7	26,9	20,9	16,2	12,6	9,7	7,5	
	454,1 OPEX	0,0	0,0	0,0	8,0	28,0	27,0	44,0	36,0	36,0	34,0	42,0	32,0	32,0	8,0	7,3	6,9	6,9	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	68,8	
	Depreciación	0,0	0,0	0,0	44,4	66,4	85,4	97,8	98,6	54,2	32,2	13,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Cost Oil	0,0	0,0	0,0	52,4	94,4	112,4	141,8	134,6	90,2	66,2	55,2	32,8	32,0	8,0	7,3	6,9	6,9	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	4,9	
	Costos Incurridos	0,0	0,0	0,0	52,4	94,4	112,4	141,8	134,6	90,2	66,2	55,2	32,8	32,0	8,0	7,3	6,9	6,9	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	68,8	
	Pendiente de recuperar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	60%	Límite de Recuperación de Costos	0,0	0,0	0,0	246,5	270,3	261,0	220,7	199,7	176,9	154,3	133,0	103,1	79,9	62,0	48,1	37,3	28,9	22,4	17,4	13,5	10,4	8,1	6,3	4,9
11,2x	493,0 CAPEX	5,0	12,0	95,0	110,0	110,0	95,0	62,0	4,0																	
	Profit Oil	0,0	0,0	0,0	329,6	324,5	292,1	200,4	174,9	184,1	173,0	150,9	127,0	91,9	88,1	67,2	50,9	37,9	28,5	20,7	14,7	10,0	6,4	3,5	2,7	
	40%	Contratista	0,0	0,0	0,0	131,8	129,8	116,8	80,1	70,0	73,6	69,2	60,4	50,8	36,8	35,2	26,9	20,3	15,2	11,4	8,3	5,9	4,0	2,5	1,4	1,1
		60%	Gobierno	0,0	0,0	0,0	197,8	194,7	175,3	120,2	104,9	110,4	103,8	90,5	76,2	55,1	52,8	40,3	30,5	22,7	17,1	12,4	8,8	6,0	3,8	2,1
	30%	IRS	0,0	0,0	0,0	39,6	38,9	35,1	24,0	21,0	22,1	20,8	18,1	15,2	11,0	10,6	8,1	6,1	4,5	3,4	2,5	1,8	1,2	0,8	0,4	0,3
	Flujo de Caja Contratista	-5,0	-12,0	-95,0	26,7	47,3	72,2	91,9	143,6	105,7	80,7	55,5	36,4	25,7	24,7	18,8	14,2	10,6	8,0	5,8	4,1	2,8	1,8	1,0	-63,2	
	Flujo de Caja Gobierno	0,0	0,0	0,0	266,1	265,2	240,8	170,0	149,2	153,2	142,6	124,2	103,5	75,5	70,6	54,0	41,0	30,6	23,2	16,9	12,1	8,4	5,5	3,3	2,5	
	Cash Flow del proyecto	-5,0	-12,0	-95,0	292,8	312,5	313,0	261,9	292,8	258,9	223,2	179,6	139,8	101,2	95,3	72,8	55,2	41,3	31,1	22,8	16,2	11,2	7,3	4,3	-60,7	
	Acumulado	-5,0	-17,0	-112,0	180,8	493,2	806,2	1.068,1	1.360,9	1.619,8	1.843,0	2.022,7	2.162,5	2.263,7	2.359,0	2.431,8	2.487,0	2.528,3	2.559,4	2.582,2	2.598,4	2.609,6	2.616,9	2.621,2	2.560,5	
	2P																									
Financiero	CONTRACTOR TAKE				15%	23%	35%	49%	41%	36%	31%	26%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	25%	25%	24%	23%			
	GOVERNMENT TAKE				85%	77%	65%	51%	59%	64%	69%	74%	75%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	75%	75%	76%	77%			
	Check				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
	LTE	402,8	422,5	408,0	323,9	296,8	258,9	223,2	179,6	139,8	101,2	95,3	72,8	55,2	41,3	31,1	22,8	16,2	11,2	7,3	4,3	-60,7				
Económico	AGR - Contratista				35%	41%	45%	54%	55%	48%	45%	44%	40%	43%	32%	33%	34%	36%	38%	41%	46%	52%	59%	69%		
	ERR - Gobierno				65%	59%	55%	46%	45%	52%	55%	56%	60%	57%	68%	67%	66%	64%	62%	59%	54%	48%	41%	31%		
	Check				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	CONTRACTOR TAKE				28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	
Valor del proyecto																										
Valor de la producción		0,0	0,0	0,0	410,8	450,5	435,0	367,9	332,8	294,9	257,2	221,6	171,8	133,2	103,3	80,1	62,1	48,2	37,3	29,0	22,4	17,4	13,5	10,5	8,1	
Costes e inversiones		5,0	12,0	95,0	118,0	138,0	122,0	106,0	40,0	36,0	34,0	42,0	32,0	32,0	8,0	7,3	6,9	6,9	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	68,8	
Resultado operativo		-5,0	-12,0	-95,0	292,8	312,5	313,0	261,9	292,8	258,9	223,2	179,6	139,8	101,2	95,3	72,8	55,2	41,3	31,1	22,8	16,2	11,2	7,3	4,3	-60,7	
Check		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Tasa de Descuento		10,0%																								
Periodo		0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5	
Factor de Descuento		0,95	0,87	0,79	0,72	0,65	0,59	0,54	0,49	0,44	0,40	0,37	0,33	0,30	0,28	0,25	0,23	0,21	0,19	0,17	0,16	0,14	0,13	0,12	0,11	
Proyecto NPV		-4,8	-10,4	-74,9	209,7	203,5	185,3	141,0	143,3	115,2	90,3	66,0	46,7	30,8	26,3	18,3	12,6	8,6	5,9	3,9	2,5	1,6	0,9	0,5	-6,5	
Contratista NPV		-4,8	-10,4	-74,9	19,1	30,8	42,7	49,5	70,2	47,0	32,6	20,4	12,2	7,8	6,8	4,7	3,3	2,2	1,5	1,0	0,6	0,4	0,2	0,1	-6,7	
Gobierno NPV		0,0	0,0	0,0	190,6	172,7	142,5	91,5	73,0	68,1	57,7	45,6	34,6	22,9	19,5	13,6	9,4	6,4	4,4	2,9	1,9	1,2	0,7	0,4	0,3	
NPV2P Proyecto		1.216,3		IRR	21%																					
Multiplo sobre reservas		27,75x																								
NPVContratista		256,5				IRR	14%																			
Multiplo sobre reservas		5,85x																								
NPV Gobierno		959,8																								
Multiplo sobre reservas		21,89x																								

		3P	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
58,3	Volumen		0,0	0,0	0,0	7,4	8,2	7,0	5,9	5,4	4,8	4,1	3,6	2,8	2,1	1,7	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	
	Precio		44,2	67,2	73,3	73,6	72,9	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	
	Ingresos 2P		0,0	0,0	0,0	546,3	599,1	578,4	489,3	442,6	392,2	342,1	294,7	228,5	177,2	137,4	106,5	82,6	64,0	49,7	38,5	29,9	23,1	17,9	13,9	10,8	
	Royalty		0,0	0,0	0,0	38,2	41,9	40,5	34,2	31,0	27,5	23,9	20,6	16,0	12,4	9,6	7,5	5,8	4,5	3,5	2,7	2,1	1,6	1,3	1,0	0,8	
	Ingresos netos		0,0	0,0	0,0	508,0	557,1	538,0	455,0	411,6	364,7	318,2	274,1	212,5	164,8	127,8	99,1	76,8	59,6	46,2	35,8	27,8	21,5	16,7	12,9	10,0	
	603,9 OPEX		0,0	0,0	0,0	10,6	37,2	35,9	58,5	47,9	47,9	45,2	55,9	42,6	42,6	10,6	9,7	9,2	9,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	91,5	
	Depreciación		0,0	0,0	0,0	52,6	78,0	100,0	116,4	117,8	65,2	39,8	17,8	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Cost Oil		0,0	0,0	0,0	63,2	115,2	135,9	174,9	165,7	113,1	85,0	73,7	44,0	42,6	10,6	9,7	9,2	9,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	6,5
	Costos Incurridos		0,0	0,0	0,0	63,2	115,2	135,9	174,9	165,7	113,1	85,0	73,7	44,0	42,6	10,6	9,7	9,2	9,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	91,5
	Pendiente de recuperar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60%	Límite de Recuperación de Costos		0,0	0,0	0,0	327,8	359,4	347,1	293,6	265,6	235,3	205,3	176,8	137,1	106,3	82,4	63,9	49,6	38,4	29,8	23,1	17,9	13,9	10,8	8,3	6,5	
589,0	CAPEX		8,0	21,0	109,0	125,0	127,0	110,0	82,0	7,0																	
	Profit Oil		0,0	0,0	0,0	444,8	441,9	402,0	280,1	245,9	251,7	233,1	200,4	168,6	122,2	117,1	89,4	67,6	50,4	37,9	27,6	19,5	13,3	8,4	4,7	3,6	
	Contratista		0,0	0,0	0,0	177,9	176,8	160,8	112,0	98,4	100,7	93,3	80,2	67,4	48,9	46,9	35,7	27,1	20,2	15,2	11,0	7,8	5,3	3,4	1,9	1,4	
	Gobierno		0,0	0,0	0,0	266,9	265,1	241,2	168,1	147,6	151,0	139,9	120,3	101,1	73,3	70,3	53,6	40,6	30,2	22,8	16,5	11,7	8,0	5,1	2,8	2,1	
	IRS		0,0	0,0	0,0	53,4	53,0	48,2	33,6	29,5	30,2	28,0	24,1	20,2	14,7	14,1	10,7	8,1	6,0	4,6	3,3	2,3	1,6	1,0	0,6	0,4	
	Flujo de Caja Contratista		-8,0	-21,0	-109,0	52,1	74,7	102,6	112,8	179,7	135,7	105,1	73,9	48,6	34,2	32,8	25,0	18,9	14,1	10,6	7,7	5,5	3,7	2,4	1,3	-84,0	
	Flujo de Caja Gobierno		0,0	0,0	0,0	358,5	360,1	330,0	235,9	208,1	208,7	191,8	165,0	137,4	100,4	93,9	71,8	54,5	40,8	30,8	22,5	16,1	11,2	7,3	4,4	3,3	
	Cash Flow del proyecto		-8,0	-21,0	-109,0	410,6	434,8	432,5	348,8	387,7	344,3	296,9	238,9	186,0	134,6	126,7	96,8	73,4	54,9	41,4	30,3	21,6	14,9	9,7	5,7	-80,7	
	Acumulado		-8,0	-29,0	-138,0	272,6	707,4	1.140,0	1.488,7	1.876,5	2.220,8	2.517,7	2.756,5	2.942,5	3.077,1	3.203,9	3.300,7	3.374,1	3.429,0	3.470,4	3.500,7	3.522,3	3.537,2	3.546,9	3.552,5	3.471,8	
	3P																										
Financiero	CONTRACTOR TAKE						17%	24%	32%	46%	39%	35%	31%	26%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	25%	25%	24%	23%		
	GOVERNMENT TAKE						83%	76%	68%	54%	61%	65%	69%	74%	75%	74%	74%	74%	74%	74%	75%	75%	76%	77%			
	Check						100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
	LTE				535,6	561,8	542,5	430,8	394,7	344,3	296,9	238,9	186,0	134,6	126,7	96,8	73,4	54,9	41,4	30,3	21,6	14,9	9,7	5,7	-80,7		
	AGR - Contratista						34%	40%	43%	52%	53%	47%	44%	44%	40%	43%	32%	33%	34%	36%	38%	41%	46%	52%	59%	69%	
	ERR - Gobierno						66%	60%	57%	48%	47%	53%	56%	56%	60%	57%	68%	67%	66%	64%	62%	59%	54%	48%	41%	31%	
	Check				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
	CONTRACTOR TAKE						28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%		
	GOVERNMENT TAKE						72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%			
							100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Valor del proyecto																											

ANEXO F. MÚLTIPLOS COMPARABLES

F.1. Múltiplos de compañías comparables

Company Name	Reserves	Reported Classification	Production	EV		
	mm boe		m boepd	\$	Per Barrel of Reserves (\$/boe)	Per Daily Barrel of Production (\$/bopd)
Altex Industries	0.0	1P	0.0	\$1.4mm	270.88	437,554
American Eagle Energy	379.7	1P	1.5	\$139mm	0.37	94,183
Americas Petrogas	1.4	1P	0.0	\$250mm	181.82	-
Amerisur Resources	7.7	2P	0.0	\$735mm	95.46	-
Anadarko Petroleum	2,629.6	1P	754.2	\$59,736mm	22.72	79,199
Anderson Energy	16.4	2P	6.3	\$165mm	10.07	26,274
Angle Energy	81.7	2P	15.1	\$487mm	5.97	32,301
Antrim Energy (LSE)	16.6	2P	0.9	\$38mm	2.31	44,376
Antrim Energy (Toronto)	16.6	2P	0.9	\$38mm	2.28	43,893
Apache	2,922.2	1P	800.0	\$48,866mm	16.72	61,084
Apco Oil and Gas	36.9	1P	14.8	\$424mm	11.50	28,660
Approach Resources	96.9	1P	8.1	\$1,393mm	14.37	172,977
ARC Resources	628.1	2P	95.8	\$8,889mm	14.15	92,740
Argent Energy	18.1	1P	2.2	\$560mm	30.96	258,428
Arpetrol	8.3	2P	0.3	\$1.6mm	0.20	4,928
Arsenal Energy	15.0	2P	3.6	\$132mm	8.80	36,734
Artek Exploration	30.8	2P	2.9	\$225mm	7.32	78,700
Ascent Resources	0.0	2P	0.0	\$27mm	1,533.84	-
Athabasca Oil	364.5	2P	1.6	\$2,809mm	7.71	1,752,515
ATP Oil & Gas	120.9	1P	25.0	\$2,335mm	19.32	93,346
Aurora Oil & Gas (ASX)	77.0	2P	0.0	\$1,923mm	24.98	-
Bankers Petroleum	225.7	2P	0.0	\$1,084mm	4.80	-
Barnwell Industries	3.0	1P	2.0	\$36mm	12.04	17,923
Bashneft (RUB)	2,601.7	2P	308.0	\$13,976mm	5.37	45,377
Bashneft (\$)	2,601.7	2P	308.0	\$13,856mm	5.33	44,986
Baytex Energy	212.6	2P	50.5	\$5,858mm	27.55	115,892
Beach Energy (ASX)	96.2	2P	0.0	\$1,455mm	15.12	-
Beach Energy (ADR)	96.2	2P	0.0	\$1,645mm	17.09	-
Bellatrix Exploration	68.0	2P	0.2	\$1,096mm	16.12	6,035,893
Bengal Energy	1.7	2P	0.2	\$36mm	21.03	200,287
Berry Petroleum	278.7	1P	36.9	\$4,189mm	15.03	113,379
Bill Barrett	180.1	1P	56.0	\$2,495mm	13.85	44,537
Birchcliff Energy	331.4	2P	23.6	\$1,455mm	4.39	61,662
BlackPearl Resources	213.3	2P	9.4	\$550mm	2.58	58,300
BNP Resources	0.1	2P	0.0	\$1.5mm	12.49	947,048
Bonanza Creek Energy	54.0	1P	9.6	\$2,409mm	44.60	252,138
Bonavista Energy	383.7	2P	71.2	\$3,372mm	8.79	47,334
Bonterra Energy	45.6	2P	6.3	\$1,873mm	41.06	295,545
BPI Energy Holdings	2.8	1P	0.1	\$12mm	4.13	132,645

Company Name	Reserves	Reported Classification	Production	EV		
	mm boe		m boepd	\$	Per Barrel of Reserves (\$/boe)	Per Daily Barrel of Production (\$/bopd)
BPZ Resources	16.4	1P	3.2	\$348mm	21.18	107,181
BreitBurn Energy Partners	152.9	1P	23.4	\$2,895mm	18.93	123,585
Bridge Energy (LSE)	23.3	2P	2.0	\$206mm	8.86	103,061
Bridge Energy (Oslo)	23.3	2P	2.0	\$207mm	8.91	103,716
Burleson Energy	2.9	2P	0.0	\$1.7mm	0.59	-
Cabot Oil & Gas	671.2	1P	127.9	\$16,792mm	25.02	131,298
Cadogan Petroleum	2.0	2P	0.5	\$56mm	28.33	121,861
Cairn Energy	16.0	2P	0.0	\$1,331mm	83.22	-
Cairn India	282.8	2P	128.0	\$8,011mm	28.33	62,595
Callon Petroleum	14.2	1P	4.4	\$360mm	25.29	81,888
Calvalley Petroleum	29.3	2P	3.5	\$47mm	1.60	13,379
CAMAC Energy	3.1	1P	0.4	\$146mm	46.98	361,414
Canadian Natural	7,933.7	2P	665.9	\$44,878mm	5.66	67,396
Canadian Oil nds	1,467.0	2P	106.8	\$10,087mm	6.88	94,405
Candax Energy	3.8	2P	0.5	\$52mm	13.94	96,261
Carnarvon Petroleum	12.1	2P	0.6	\$45mm	3.70	79,937
Carrizo Oil & Gas	124.7	1P	26.7	\$2,785mm	22.34	104,262
Central Natural Resources	0.7	2P	0.1	\$6.4mm	8.97	108,707
Centrica	646.5	2P	0.0	\$37,135mm	57.44	-
Cequence Energy	95.0	2P	9.4	\$401mm	4.22	42,686
Chesapeake Energy	2,706.1	1P	675.3	\$36,274mm	13.40	53,717
Chinook Energy	49.6	2P	12.6	\$254mm	5.13	20,172
Cimarex Energy	386.9	1P	107.4	\$10,214mm	26.40	95,094
Circle Oil	23.1	2P	8.4	\$174mm	7.53	20,702
Clayton Williams Energy	76.2	1P	15.5	\$1,488mm	19.53	95,846
CNOOC (HK)	3,232.9	1P	883.0	\$96,767mm	29.93	109,587
CNOOC (ADR)	3,232.9	1P	883.0	\$92,349mm	28.57	104,584
Coastal Energy	88.6	2P	11.7	\$2,061mm	23.26	176,817
Comstock Resources	122.6	1P	45.9	\$1,504mm	12.27	32,789
Concho Resources	455.9	1P	83.2	\$15,901mm	34.88	191,188
Condor Petroleum/Canada	0.2	1P	0.2	\$111mm	646.94	503,683
Connacher Oil and Gas	451.4	2P	12.3	\$854mm	1.89	69,510
ConocoPhillips	8,805.5	1P	959.0	\$107,392mm	12.20	111,986
Contango Oil & Gas	32.5	1P	11.6	\$687mm	21.12	59,336
Continental Res. (OK)	795.9	1P	99.3	\$26,020mm	32.69	262,009
Cooper Energy	2.2	2P	0.0	\$80mm	36.85	-
Corridor Resources	36.2	2P	1.6	\$56mm	1.56	35,445
Crescent Point Energy	611.4	2P	99.5	\$16,561mm	27.09	166,478
Crew Energy	157.6	2P	28.7	\$941mm	5.97	32,824
Crimson Exploration	20.0	1P	6.6	\$375mm	18.71	56,528
Crocotta Energy	39.5	2P	7.1	\$327mm	8.28	45,779

Company Name	Reserves	Reported Classification	Production	\$	EV	
	mm boe		m boepd		Per Barrel of Reserves (\$/boe)	Per Daily Barrel of Production (\$/bopd)
Cubic Energy	5.8	1P	1.1	\$57mm	9.84	52,939
Cygam Energy	0.2	2P	0.2	\$9.2mm	56.12	47,069
Daleco Resources	0.1	1P	0.0	\$13mm	127.76	589,171
DeeThree Exploration	20.4	2P	4.3	\$752mm	36.82	174,470
Denbury Resources	413.4	1P	72.1	\$10,261mm	24.82	142,265
Det Norske Oljeselskap	0.0	1P	0.0	\$2,499mm	52,780.11	-
Devon Energy	3,042.1	1P	704.5	\$31,309mm	10.29	44,440
Diamondback Energy	40.5	1P	3.0	\$2,240mm	55.31	753,307
DNO (Oslo)	519.9	2P	46.4	\$2,725mm	5.24	58,730
Dorchester Minerals	14.9	1P	6.4	\$732mm	49.20	114,266
Double Eagle Petroleum	13.7	1P	5.0	\$115mm	8.45	22,904
Dragon Oil (Dublin)	939.5	2P	0.0	\$2,647mm	2.82	-
Dragon Oil (LSE)	1,183.0	2P	71.8	\$2,661mm	2.25	37,092
Drillsearch Energy	7.8	2P	0.0	\$600mm	76.87	-
Dune Energy	15.4	1P	2.5	\$163mm	10.54	65,997
Edge Resources	5.6	2P	0.6	\$29mm	5.17	45,107
Egdon Resources	0.9	2P	0.0	\$17mm	18.35	-
EGPI Firecreek	0.5	1P	0.0	\$6.4mm	11.63	313,515
Eland Oil & Gas	15.8	2P	0.0	\$230mm	14.56	-
Emerald Oil	5.4	1P	0.9	\$494mm	91.79	526,300
Encana	3,604.0	2P	553.6	\$17,908mm	4.97	32,351
Endeavour International	26.3	1P	8.0	\$1,102mm	41.94	137,506
Energen	353.1	1P	67.7	\$8,022mm	22.72	118,538
Energy XXI (London)	232.0	2P	50.2	\$3,742mm	16.13	74,587
Energy XXI (NASDAQ)	232.0	2P	50.2	\$3,809mm	16.42	75,908
Enerplus	347.9	2P	82.6	\$4,540mm	13.05	54,932
EnQuest (LSE)	128.5	2P	22.8	\$1,800mm	14.01	78,938
Enviro Energy	76.0	2P	0.0	\$87mm	1.15	6,476,690
EOG Resources (ADR)	1,850.2	1P	481.3	\$54,621mm	29.52	113,477
Energy Partners	78.9	1P	14.7	\$2,253mm	28.54	152,856
EQT	1,050.7	1P	125.1	\$16,444mm	15.65	131,464
Equal Energy	27.8	2P	10.3	\$192mm	6.90	18,680
EV Energy Partner	155.9	1P	28.2	\$2,657mm	17.05	94,210
Evolution Petroleum	13.8	1P	0.6	\$310mm	22.50	496,014
Exall Energy	4.6	2P	1.2	\$64mm	13.88	53,523
EXCO Resources	176.0	1P	90.9	\$2,778mm	15.78	30,560
Exillon Energy (LSE)	265.0	2P	11.6	\$581mm	2.19	50,142
Far East Energy	9.0	1P	0.2	\$81mm	9.00	453,024
Faroe Petroleum	23.8	2P	8.6	\$429mm	18.00	49,938

Company Name	Reserves	Reported Classification	Production	EV		
	mm boe		m boepd	\$	Per Barrel of Reserves (\$/boe)	Per Daily Barrel of Production (\$/bopd)
Forest Oil	234.7	1P	57.0	\$2,294mm	9.77	40,232
Freehold Royalties	24.9	2P	8.8	\$1,621mm	65.07	183,255
FX Energy	8.3	1P	2.3	\$205mm	24.65	89,701
Gasco Energy	2.5	1P	1.2	\$31mm	12.71	25,512
Genel Energy	445.0	2P	0.0	\$3,485mm	7.83	-
GeoMet	24.0	1P	6.6	\$109mm	4.52	16,402
GeoPark Holdings	58.3	2P	0.0	\$592mm	10.15	-
GeoPetro	3.1	1P	0.1	\$9.2mm	2.95	164,893
Glen Rose Petroleum	0.6	1P	0.0	\$8.9mm	14.54	217,060
GED	109.9	2P	1.3	\$68mm	0.62	50,302
GMX Resources	49.8	1P	11.3	\$403mm	8.09	35,805
Goodrich Petroleum	57.6	1P	15.3	\$1,748mm	30.33	114,403
Gran Tierra Energy	63.6	2P	18.1	\$1,777mm	27.93	98,018
Great Eastern Energy	175.0	2P	2.5	\$480mm	2.74	189,186
Green Dragon Gas	53.7	2P	0.7	\$604mm	11.23	862,250
Gulf Keystone (LSE)	1,400.0	2P	7.5	\$2,684mm	1.92	357,828
Gulf Keystone (ADR)	1,400.0	2P	7.5	\$2,613mm	1.87	348,364
Gulfport Energy	14.2	1P	7.1	\$5,135mm	362.59	725,876
Gulfsands Petroleum	76.3	2P	8.5	\$40mm	0.52	4,686
Halcon Resources	109.6	1P	9.5	\$4,884mm	44.57	512,251
Hardy Oil & Gas	2.1	2P	0.0	\$94mm	44.65	-
Harvest Natural Resources	38.6	1P	8.2	\$396mm	10.26	48,456
Hawk Exploration	1.2	2P	0.6	\$20mm	16.68	33,007
Hawkley Oil and Gas	8.0	2P	0.2	\$3.1mm	0.39	14,933
Helix Energy Solutions Group	20.0	1P	13.0	\$2,621mm	131.16	202,378
Hemisphere Energy	0.8	2P	0.2	\$37mm	46.33	194,049
Heritage Oil (LSE)	430.0	2P	0.8	\$1,214mm	2.82	1,476,650
HKN	0.0	1P	0.0	\$14mm	645,736.53	1,030,285,428
Houston American Energy	0.0	1P	0.0	\$6.7mm	319.43	502,072
Hyperion Exploration	6.9	2P	1.1	\$39mm	5.67	35,731
IGAS Energy	16.4	1P	2.5	\$599mm	36.58	243,272
Ignis Petroleum Group	0.0	1P	0.1	\$5.5mm	551.45	82,811
Imperial Resources	0.0	1P	0.0	\$1.7mm	48.85	148,776
Inpex (ADR)	1,130,229.0	1P	136,337.0	\$17,124mm	0.02	126
Inpex (Tokyo)	2,432.0	2P	413.4	\$15,963mm	6.56	38,614
InterOil E&P	7.3	2P	6.3	\$129mm	17.71	20,318
Interra Resources	78.4	2P	0.8	\$139mm	1.77	169,261
Isramco	37.8	1P	2.2	\$339mm	8.97	153,099
Ithaca Energy (LSE)	44.3	2P	6.1	\$1,082mm	24.45	178,043
Ithaca Energy (Toronto)	44.3	2P	6.1	\$1,081mm	24.43	177,861
Jacka Resources	27.0	2P	0.0	\$19mm	0.72	-

Company Name	Reserves	Reported Classification	Production	\$	EV	
	mm boe		m boepd		Per Barrel of Reserves (\$/boe)	Per Daily Barrel of Production (\$/bopd)
JKX Oil & Gas (LSE)	100.5	2P	7.9	\$200mm	1.99	25,279
JKX Oil & Gas (ADR)	100.5	2P	7.9	\$185mm	1.84	23,316
John D Oil & Gas	0.4	1P	0.2	\$9.7mm	26.74	61,831
Jones Energy	47.3	1P	6.9	\$1,794mm	37.94	260,711
Jubilant Energy	33.1	2P	0.4	\$492mm	14.89	1,221,144
Kelt Exploration	12.2	2P	5.1	\$706mm	57.80	138,834
Knight Energy	0.2	1P	0.0	\$3.3mm	19.85	112,657
Kodiak Oil & Gas	95.5	1P	14.5	\$4,895mm	51.27	338,274
Kosmos Energy	43.6	1P	16.9	\$4,517mm	103.66	266,995
KrisEnergy	42.4	2P	3.4	\$1,019mm	24.04	301,111
Kunlun Energy (HK)	80.2	1P	57.0	\$16,738mm	208.66	293,433
Lartez Energy	0.1	1P	0.1	\$0.3mm	3.78	3,377
Lansdowne Oil & Gas	56.0	2P	0.0	\$89mm	1.58	-
Laredo Petroleum	193.2	1P	31.9	\$6,030mm	31.22	189,319
Legacy Oil & Gas	94.9	2P	16.2	\$1,691mm	17.82	104,488
Legacy Reserves	84.5	1P	15.1	\$2,474mm	29.27	163,928
Leni Gas & Oil	7.2	2P	0.2	\$29mm	4.07	168,399
LGX Oil & Gas	4.5	2P	0.9	\$57mm	12.63	63,549
Lightstream	207.5	2P	42.7	\$3,464mm	16.69	81,061
Linc Energy (ASX)	167.8	2P	0.0	\$1,049mm	6.25	-
Linc Energy (ADR)	167.8	2P	0.0	\$716mm	4.27	-
Linn Energy	820.8	1P	115.3	\$12,628mm	15.38	109,484
Lone Pine Resources	32.1	1P	14.4	\$360mm	11.22	24,904
Lonestar Resources	4.4	2P	1.8	\$254mm	57.08	141,252
Long Run Exploration	80.6	2P	13.4	\$905mm	11.23	67,349
Longview Oil	35.6	2P	6.3	\$382mm	10.71	60,353
LRR Energy	28.6	1P	6.5	\$684mm	23.89	105,163
Lundin (Stockholm)	202.4	2P	0.0	\$7,416mm	36.63	-
Magellan Petroleum	7.4	1P	0.9	\$38mm	5.19	43,524
Magnum Hunter Resources	74.4	1P	13.5	\$2,492mm	33.49	184,204
Marathon Oil	2,040.3	1P	477.7	\$30,925mm	15.16	64,742
Matador Resources	24.5	1P	9.3	\$1,524mm	62.24	163,715
Matra Petroleum	15.0	2P	0.1	\$20mm	1.34	287,209
Max Petroleum	10.9	2P	0.0	\$228mm	21.00	-
Mediterranean Oil & Gas	45.5	2P	0.0	\$22mm	0.49	-
MEG Energy	2,643.6	2P	28.9	\$9,290mm	3.51	321,711
Memorial Production	104.6	1P	11.6	\$1,676mm	16.03	144,088
Metgasco	64.0	2P	0.0	\$38mm	0.59	-
Mid-Con Energy Partners	13.1	1P	1.9	\$610mm	46.39	318,347

Company Name	Reserves	Reported Classification	Production	EV		
	mm boe		m boepd	\$	Per Barrel of Reserves (\$/boe)	Per Daily Barrel of Production (\$/bopd)
Midstates Petroleum	76.6	1P	10.2	\$2,280mm	29.74	224,486
Miller Energy Resources	8.6	1P	0.9	\$465mm	53.84	533,701
Molopo Energy (ASX)	157.0	2P	0.0	\$48mm	0.30	-
Murphy Oil	613.8	1P	198.9	\$13,546mm	22.07	68,110
New Source Energy Partners	18.4	2P	11.5	\$184mm	10.02	16,027
NZ Oil & Gas (Aukland)	9.0	2P	0.0	\$171mm	18.93	-
NZ Oil & Gas (ADR)	9.0	2P	0.0	\$274mm	30.26	-
Newfield Exploration	581.1	1P	141.8	\$7,270mm	12.51	51,250
Nido Petroleum (ASX)	14.9	2P	0.0	\$67mm	4.52	-
Nighthawk Energy (LSE)	0.3	2P	0.0	\$171mm	673.45	7,319,494
Niko Resources	142.9	2P	26.6	\$469mm	3.28	17,614
Noble Energy	1,225.7	1P	251.2	\$28,801mm	23.50	114,638
Norse Energy (Oslo)	10.5	2P	0.9	\$33mm	3.12	38,290
Norse Energy (ADR)	10.5	2P	0.9	\$61mm	5.80	71,257
Northern Oil and Gas	67.9	1P	10.3	\$1,564mm	23.01	151,181
Northern Petroleum	69.9	2P	0.8	\$32mm	0.45	39,420
Norwegian Energy	112.3	2P	0.0	\$709mm	6.32	-
NovaTek (Moscow)	14,731.2	2P	1,053.7	\$41,665mm	2.83	39,541
NovaTek (ADR)	14,731.2	2P	1,053.7	\$40,383mm	2.74	38,325
NuVista Energy	97.4	2P	19.7	\$881mm	9.05	44,686
Oakridge Energy	0.7	1P	0.0	\$5.2mm	7.44	115,673
Oasis Petroleum	144.1	1P	22.6	\$6,276mm	43.55	277,360
Oil & Natural Gas	6,218.2	1P	1,037.1	\$39,891mm	6.42	38,465
Oil India	104.0	2P	0.0	\$2,287mm	22.00	-
Oil Search (LSE)	513.4	2P	0.0	\$14,281mm	27.82	-
Oil Search (ADR)	513.4	2P	0.0	\$11,028mm	21.48	-
Osage Exp & Dev.	0.8	1P	0.2	\$83mm	103.63	491,811
PacifiCast Oil Trust	34.2	1P	3.3	\$605mm	17.70	181,338
Pacific Rubiales Energy	600.5	2P	122.2	\$8,848mm	14.74	72,437
Pak Pet (Karachi)	2,591.8	1P	169.0	\$3,182mm	1.23	18,829
Palliser Oil & Gas	7.9	2P	2.1	\$69mm	8.74	32,509
Pan Orient Energy	19.0	2P	2.5	\$71mm	3.73	27,900
Panhandle Oil and Gas	20.9	1P	4.8	\$279mm	13.32	58,485
Panoro Energy	11.0	2P	0.4	\$220mm	19.91	521,233
Par Petroleum	21.8	1P	3.2	\$639mm	29.29	197,203
Parallel Energy Trust	48.0	2P	6.4	\$426mm	8.87	66,050
Paramount Resources	89.5	2P	20.8	\$4,011mm	44.80	192,768
Parex Resources	23.1	2P	11.4	\$696mm	30.08	60,824
Parkmead	25.1	2P	0.3	\$121mm	4.83	484,973
Pioneer Drilling	197.8	1P	23.4	\$2,987mm	15.10	127,691
Pengrowth Energy	480.8	2P	88.5	\$4,843mm	10.07	54,700

Company Name	Reserves	Reported Classification	Production	EV		
	mm boe		m boepd	\$	Per Barrel of Reserves (\$/boe)	Per Daily Barrel of Production (\$/bopd)
Penn Octane	0.0	1P	0.0	\$37mm	5,864.54	-
Penn Virginia	116.9	1P	18.3	\$1,632mm	13.97	89,164
Penn West Petroleum	686.6	2P	163.1	\$8,496mm	12.38	52,099
Perpetual Energy	78.0	2P	20.8	\$503mm	6.45	24,169
Petro River Oil	0.5	1P	0.1	\$57mm	123.51	745,434
Petrobank Energy & Resources	1.7	2P	0.0	\$37mm	21.17	-
Petroceltic (Dublin)	80.2	2P	28.3	\$643mm	8.02	22,725
Petroceltic (LSE)	80.2	2P	28.3	\$643mm	8.01	22,711
Petrol Oil & Gas	1.8	1P	0.4	\$26mm	14.74	67,746
Petrominerales	35.7	2P	0.0	\$1,564mm	43.80	-
Petroneft (Dublin)	117.0	2P	2.2	\$75mm	0.64	33,851
Petroneft (LSE)	117.0	2P	2.2	\$75mm	0.64	33,727
Petroquest Energy	60.8	1P	23.8	\$502mm	8.27	21,097
Petsec Energy (ASX)	1.9	2P	0.0	\$22mm	11.32	-
Petsec Energy (ADR)	1.9	2P	0.0	\$19mm	10.03	-
Peyto Expl & Dev	408.5	2P	46.6	\$5,207mm	12.74	111,727
Pine Cliff Energy	4.0	2P	0.9	\$185mm	46.48	215,852
Pinecrest Energy	16.2	2P	3.1	\$214mm	13.20	68,030
Pioneer Natural Resources	1,104.0	1P	170.2	\$32,421mm	29.37	190,520
Pioneer Southwest Energy	49.8	1P	7.6	\$1,989mm	39.96	262,127
Po Valley Energy	2.3	2P	0.0	\$19mm	8.38	32,044,232
PostRock Energy	14.9	1P	8.1	\$191mm	12.85	23,551
Premier Oil (LSE)	288.8	2P	58.3	\$4,132mm	14.31	70,878
Premier Oil (ADR)	288.8	2P	58.3	\$2,858mm	9.89	49,016
PrimeEnergy	25.9	1P	4.3	\$230mm	8.87	53,529
Primeline Energy Holdings	9.5	2P	0.0	\$41mm	4.37	-
Providence Resources (Dublin)	224.0	2P	0.0	\$311mm	1.39	-
PTT Exp. & Prod. (Bangkok)	856.9	1P	336.9	\$23,671mm	27.63	70,257
PTT Exp. & Prod. (ADR)	856.9	1P	336.9	\$21,418mm	25.00	63,571
QEP Resources	677.8	1P	151.3	\$8,822mm	13.02	58,305
QR Energy	100.7	1P	17.0	\$2,259mm	22.43	132,832
Questerre Energy	6.8	2P	0.7	\$306mm	44.84	446,726
Quicksilver Resources	253.8	1P	62.6	\$2,207mm	8.69	35,260
Range Resources (US)	1,124.2	1P	130.7	\$16,017mm	14.25	122,518
Range Resources (ASX)	21.8	2P	0.9	\$92mm	4.21	107,732
Range Resources (LSE)	20.9	2P	0.0	\$92mm	4.38	-
Range Resources (ADR)	20.9	2P	0.0	\$108mm	5.16	-
Regal Petroleum	151.0	2P	1.3	\$50mm	0.33	37,264
Reliance Industries	619.2	1P	126.0	\$54,220mm	87.57	430,370

Company Name	Reserves	Reported Classification	Production	EV		
	mm boe		m boepd	\$	Per Barrel of Reserves (\$/boe)	Per Daily Barrel of Production (\$/bopd)
Renegade Petroleum	33.8	2P	3.8	\$465mm	13.75	122,755
Reserve Petroleum	1.1	1P	0.5	\$39mm	35.37	72,766
Resolute Energy	70.8	1P	7.7	\$1,529mm	21.59	198,338
Rex Energy	106.1	1P	11.6	\$1,588mm	14.96	136,563
Rex International	20.4	2P	0.0	\$634mm	31.08	-
RMP Energy	25.7	2P	5.5	\$681mm	26.48	123,357
Roc Oil (ASX)	15.0	2P	0.0	\$268mm	17.86	-
Rock Energy	9.0	2P	2.4	\$102mm	11.39	42,482
Rockhopper Exploration	450.0	2P	0.0	\$475mm	1.06	-
Rosetta Resources	205.2	1P	38.1	\$4,599mm	22.42	120,826
ROXI Petroleum	2.5	2P	0.0	\$117mm	46.95	-
RusPetro	1,604.0	2P	7.6	\$575mm	0.36	75,684
Salamander Energy (LSE)	73.6	2P	0.0	\$675mm	9.17	-
Samson Oil & Gas (ASX)	4.3	2P	0.0	\$57mm	13.29	-
Samson Oil & Gas (ADR)	4.3	2P	0.0	\$67mm	15.65	-
Sanchez Energy	21.3	1P	1.3	\$1,503mm	70.45	1,163,378
SandRidge Energy	577.7	1P	94.1	\$7,492mm	12.97	79,653
Santonia Energy	26.2	2P	12.4	\$204mm	7.79	16,493
Santos (ASX)	1,332.8	2P	0.0	\$16,950mm	12.72	-
Santos (ADR)	1,332.8	2P	0.0	\$13,658mm	10.25	-
Saratoga Resources	17.7	1P	3.1	\$195mm	11.01	62,367
Senex Energy (ASX)	36.6	2P	0.0	\$706mm	19.26	-
Serica Energy (LSE)	5.7	2P	0.0	\$39mm	6.79	-
Shoreline Energy	8.9	2P	2.4	\$70mm	7.84	29,044
Sino Gas & Energy Holdings	91.0	2P	0.0	\$247mm	2.71	-
Sino Oil & Gas Holdings	82.9	2P	0.5	\$425mm	5.13	890,924
Slavneft Oil & Gas	1,678.7	1P	0.0	\$184,921mm	110.16	-
SM Energy	300.3	1P	102.7	\$7,355mm	24.49	71,588
Soco International	130.3	2P	12.2	\$1,761mm	13.52	144,401
Southwestern Energy	703.2	1P	270.9	\$14,797mm	21.04	54,628
Sprint Energy	12.0	2P	0.0	\$7.8mm	0.65	-
Spyglass Resources	62.6	2P	13.6	\$492mm	7.85	36,143
Sterling Energy	0.4	2P	0.5	\$16mm	39.73	29,000
Stone Energy	132.2	1P	43.1	\$2,536mm	19.19	58,779
Strategic Oil & Gas	8.3	2P	0.0	\$287mm	34.76	-
Strike Energy	1.3	2P	0.0	\$58mm	43.36	-
Sun River Energy	0.0	1P	0.0	\$11mm	372.12	361,218
Sure Energy	5.0	2P	1.2	\$80mm	15.95	69,330
Surge Energy	46.8	2P	9.1	\$991mm	21.15	109,269
Swift Energy	197.1	1P	32.9	\$1,584mm	8.04	48,152
Talisman Energy	1,418.9	2P	358.6	\$17,392mm	12.26	48,499

Company Name	Reserves	Reported Classification	Production	\$	EV	
	mm boe		m boepd		Per Barrel of Reserves (\$/boe)	Per Daily Barrel of Production (\$/bopd)
Tap Oil (ASX)	6.1	2P	0.0	\$64mm	10.56	-
Tatneft (Moscow)	8,717.1	2P	0.0	\$15,842mm	1.82	-
Tatneft (ADR)	8,717.1	2P	0.0	\$14,825mm	1.70	-
Tethys Petroleum	14.5	2P	5.9	\$160mm	11.04	27,131
TomCo Energy (LSE)	126.0	2P	0.0	\$36mm	0.29	-
TomCo Energy (US OTC)	126.0	2P	0.0	\$6,265mm	49.72	-
TORC Oil & Gas	28.5	2P	1.2	\$868mm	30.46	710,797
Torchlight Energy Resources	0.4	1P	0.0	\$54mm	129.36	1,850,379
Touchstone Exploration	9.4	2P	1.9	\$39mm	4.17	20,417
Tourmaline Oil	457.2	2P	52.6	\$7,673mm	16.78	145,860
TransAtlantic Petroleum	21.8	2P	4.6	\$336mm	15.44	72,520
TransGlobe Energy	48.8	2P	17.5	\$668mm	13.70	38,185
Trap Oil Group	2.1	2P	1.7	\$18mm	8.46	10,762
Triangle Petroleum	14.7	1P	1.3	\$1,113mm	75.48	837,603
Tribute Resources	0.0	2P	0.0	\$9.8mm	259.39	-
Trilogy Energy	100.0	2P	34.6	\$3,920mm	39.18	113,266
Trinity E&P	31.2	2P	3.7	\$153mm	4.90	40,899
Trioil Resources	19.8	2P	2.2	\$223mm	11.22	102,904
Tullow Oil (LSE)	390.4	2P	77.4	\$16,125mm	41.30	208,331
Tullow Oil (ADR)	390.4	2P	80.5	\$14,427mm	36.95	179,215
Twin Butte Energy	57.0	2P	14.8	\$715mm	12.56	48,213
Ultra Petroleum	537.3	1P	123.0	\$5,176mm	9.63	42,068
Unit	154.4	1P	40.1	\$3,185mm	20.63	79,411
Urals Energy	59.3	2P	2.0	\$41mm	0.69	20,721
Vaalco Energy	7.8	1P	5.0	\$249mm	32.07	49,513
Valeura Energy	5.2	2P	1.3	\$6.3mm	1.21	4,801
Vanguard Natural Res.	156.8	1P	18.8	\$3,214mm	20.50	170,988
Vermillion Energy	162.3	2P	38.5	\$6,150mm	37.89	159,580
Victoria Oil & Gas	54.0	2P	0.4	\$85mm	1.57	194,526
Voc Energy	13.8	1P	2.6	\$284mm	20.63	110,739
Volga Gas	63.4	2P	2.4	\$115mm	1.81	47,671
W&T Offshore	119.9	1P	48.0	\$2,557mm	21.33	53,295
Warren Resources	25.3	1P	5.7	\$317mm	12.52	55,859
Whitecap Resources	88.8	2P	14.8	\$2,376mm	26.75	160,358
Whiting Petroleum	380.6	1P	83.4	\$10,227mm	26.87	122,696
Woodside (ASX)	1,541.1	2P	195.8	\$33,128mm	21.50	169,235
Woodside (ADR)	1,541.1	2P	195.8	\$30,147mm	19.56	154,004
WPX Energy	815.1	1P	251.0	\$6,098mm	7.48	24,298
Xcite Energy (LSE)	116.0	2P	0.0	\$582mm	5.02	-

F.2. Múltiplos de transacciones comparables

Fecha	Compañía Adquirida	Compañía Adquirente	Enterprise Value (€M)	Valor Transacción (€M)	EV/EBITDA	EV/Total 2P Reserves
03/09/2014	Stream Oil & Gas Ltd	TransAtlantic Petroleum Ltd	40	40	13,7x	n.a.
30/07/2014	Palliser Oil & Gas Corporation	Maha Energy Inc.	42	8	1,0x	n.a.
24/07/2014	QR Energy, LP	Breitburn Energy Partners L.P.	2.107	2.107	12,9x	n.a.
13/07/2014	Kodiak Oil & Gas Corporation	Whiting Petroleum Corporation	4.376	4.376	9,0x	n.a.
23/06/2014	Arcan Resources Ltd.	Aspenleaf Energy Ltd	236	229	8,8x	6,0x
20/06/2014	Baccalieu Energy Inc.	China Oil and Gas Group Ltd	160	160	4,5x	7,3x
12/06/2014	Crocotta Energy Inc.	Long Run Exploration Ltd.	242	242	5,1x	7,4x
09/06/2014	Suroco Energy Inc.	VETRA Holding S.a.r.l.	85	85	2,4x	27,2x
06/05/2014	Forest Oil Corporation	NFR Energy LLC	693	693	2,6x	n.a.
30/04/2014	Heritage Oil Plc (80% Stake)	Al Mirqab	1.322	1.106	11,2x	0,2x
28/04/2014	Suroco Energy Inc.	Petroamerica Oil Corp.	78	77	2,2x	24,7x
31/03/2014	Longview Oil Corp. (80.2% Stake)	Surge Energy Inc.	282	246	9,0x	n.a.
15/03/2014	TransGlobe Energy Corporation	Caracal Energy	425	425	2,9x	9,4x
12/03/2014	EPL Oil & Gas Inc	Energy XXI (Bermuda) Limited	1.545	1.545	5,1x	n.a.
06/03/2014	Touchstone Exploration Inc	Petrobank Energy & Resources Ltd.	30	30	1,9x	2,7x
09/12/2013	Equal Energy Ltd.	Petroflow Energy Ltd.	122	122	2,4x	n.a.
05/12/2013	Spartan Energy Corp. (71.4% Stake)	A consortium led by Initial Investor Group	32	24	6,4x	n.a.

Fecha	Compañía Adquirida	Compañía Adquirente	Enterprise Value (€M)	Valor Transacción (€M)	EV/EBITDA	EV/Total 2P Reserves
19/11/2013	Coastal Energy Company	Compania Espanola de Petroleos, S.A.U.	1.556	1.556	4,5x	12,9x
15/10/2013	Angle Energy Inc	Bellatrix Exploration Ltd.	369	369	20,0x	6,1x
29/09/2013	Petrominerales Ltd.	Pacific Rubiales Energy Corp	1.141	1.141	2,2x	n.a.
16/09/2013	TriOil Resources Ltd.	ORLEN Upstream Sp z o.o.	168	168	8,7x	n.a.
03/09/2013	Novus Energy Inc.	Yanchang Petroleum International Ltd.	214	214	6,6x	n.a.
20/08/2013	Sure Energy Inc.	Tamarack Valley Energy Ltd.	34	34	3,2x	7,9x
19/08/2013	Woodbine Acquisition Corporation	Meidu Holding Co Ltd	269	269	3,9x	9,5x
12/08/2013	Pioneer Southwest Energy Partners L.P. (47.6% Stake)	Pioneer Natural Resources Company	1.227	652	12,2x	n.a.
28/05/2013	Insignia Energy Ltd (33% Stake)	Brookfield Capital Partners Ltd.	62	19	2,2x	9,1x
15/03/2013	Invicta Energy Corp.	Whitecap Resources Inc.	43	43	11,9x	14,2x
21/02/2013	Berry Petroleum Company	LinnCo, LLC	3.818	3.818	8,8x	n.a.
20/12/2012	AvenEx Energy Corp. (formerly known as Avenir Diversified Income Trust)	Pace Oil & Gas Ltd	213	213	5,0x	n.a.
05/12/2012	McMoRan Exploration Co	Freeport-McMoRan Copper & Gold, Inc.	2.104	2.598	8,8x	n.a.
05/12/2012	Plains Exploration & Production Company	Freeport-McMoRan Copper & Gold, Inc.	8.215	8.215	8,5x	n.a.
21/11/2012	Pan-China Resources Ltd.	MIE Holdings Corporation	35	35	2,4x	n.a.
19/11/2012	C&C Energia Ltd	Pacific Rubiales Energy Corp	441	441	3,8x	23,9x
15/11/2012	Mesa Energy Holdings, Inc.	Armada Oil, Inc.	24	24	14,3x	n.a.
01/11/2012	Ute Energy Upstream Holdings LLC	Crescent Point Energy Corp.	666	666	15,0x	12,1x
15/10/2012	Trinity Exploration & Production Plc	Bayfield Energy Holdings Plc	66	66	3,8x	n.a.

Fecha	Compañía Adquirida	Compañía Adquirente	Enterprise Value (€M)	Valor Transacción (€M)	EV/EBITDA	EV/Total 2P Reserves
08/08/2012	Guide Exploration Ltd	Long Run Exploration Ltd.	321	321	4,0x	n.a.
09/07/2012	Compton Petroleum Corporation	MFC Industrial Ltd.	128	128	2,0x	n.a.
05/07/2012	Calvalley Petroleum	DNO International ASA	169	169	8,6x	n.a.
03/07/2012	Open Range Energy Corp.	Peyto Exploration & Development Corp	135	135	7,0x	n.a.
28/06/2012	Progress Energy Resources Corp.	Petrolia Nasional Berhad	4.067	4.067	13,2x	n.a.
04/06/2012	Credo Petroleum Corporation	Forestar Group Inc	116	116	15,8x	n.a.
31/05/2012	Open Range Energy Corp.	Cequence Energy Ltd	129	129	6,7x	n.a.
25/04/2012	GeoResources Inc	Halcon Resources Corporation	708	708	11,4x	n.a.
27/03/2012	Hupecol Cuerva LLC	GeoPark Limited	56	56	2,4x	7,0x
15/03/2012	Reliable Energy Ltd (87.2% Stake)	Crescent Point Energy Corp.	82	73	9,6x	n.a.
28/02/2012	Midway Energy Ltd.	Whitecap Resources Inc.	355	355	8,3x	n.a.
16/01/2012	Venoco Inc (49.7% Stake)	Denver Parent Corporation	829	829	6,2x	n.a.
22/12/2011	RAM Energy Resources Inc (74% Stake)	Halcon Resources Corporation	438	364	11,1x	n.a.
15/12/2011	Compass Petroleum Ltd.	Whitecap Resources Inc.	71	71	16,0x	12,8x
13/11/2011	Emerge Oil & Gas Inc.	Twin Butte Energy Ltd.	109	110	5,0x	2,1x
10/10/2011	Daylight Energy Ltd	China Petroleum & Chemical Corporation	2.023	2.023	8,0x	11,6x
14/07/2011	Petrohawk Energy Corporation	BHP Billiton Ltd	10.998	10.998	17,9x	n.a.
17/06/2011	Culane Energy Corp.	Killam Acquisition Company Ltd.	55	55	13,7x	n.a.

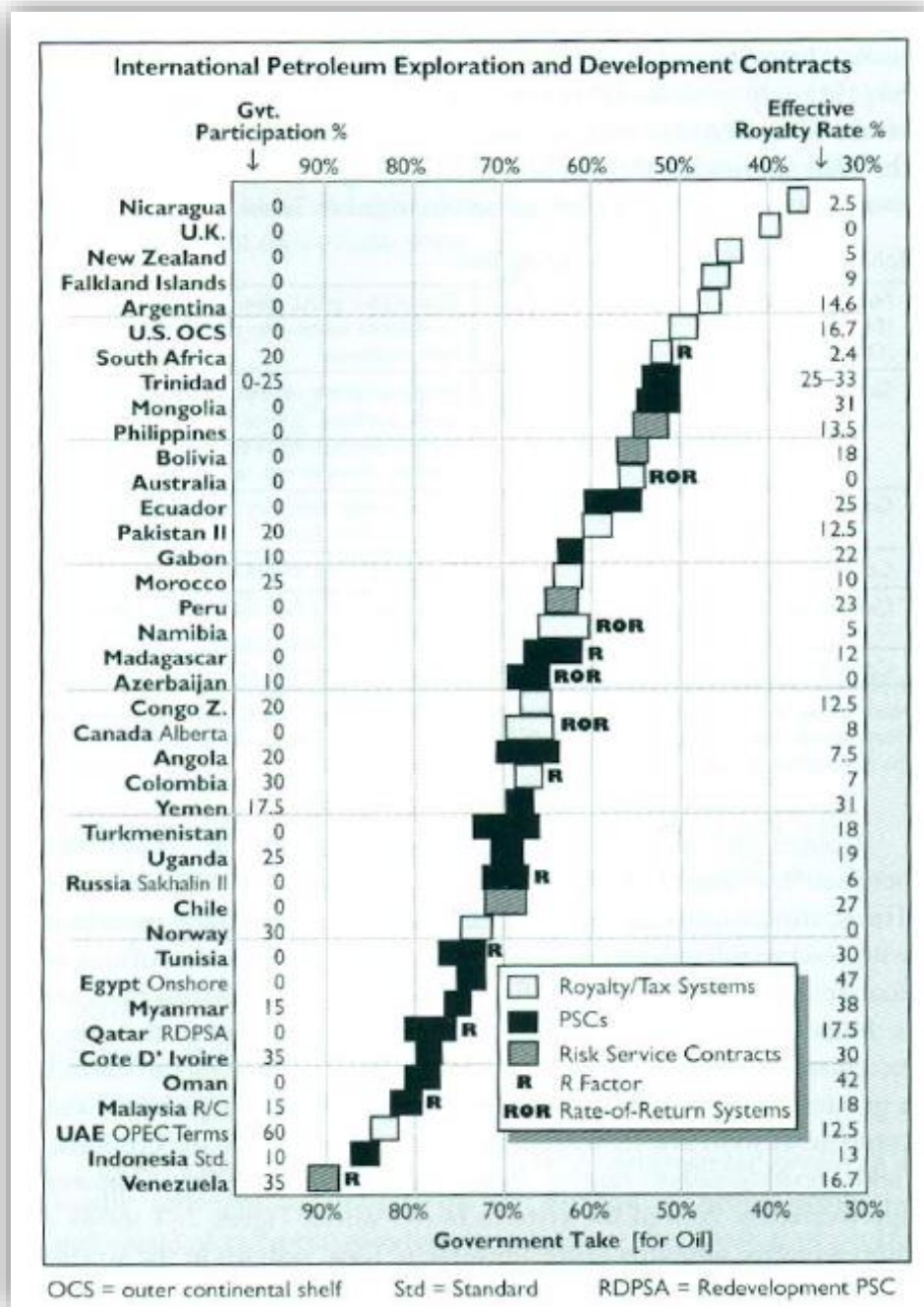
Fecha	Compañía Adquirida	Compañía Adquirente	Enterprise Value (€M)	Valor Transacción (€M)	EV/EBITDA	EV/Total 2P Reserves
02/06/2011	Redhawk Drilling, LLC	CanElson Drilling Inc.	17	17	2,9x	n.a.
24/05/2011	Cinch Energy Corp.	Tourmaline Oil Corp.	149	149	19,8x	n.a.
11/05/2011	Orion Oil & Gas Corporation	Long Run Exploration Ltd.	249	249	10,3x	10,6x
19/04/2011	Ember Resources Inc.	ERI Acquisition Ltd	84	87	9,9x	3,6x
19/04/2011	FTS International, Inc.	Temasek Holdings Pte Ltd	3.488	3.488	9,0x	n.a.
08/04/2011	ProspEx Resources Ltd. (91% Stake)	Paramount Resources Ltd.	133	123	9,6x	7,1x
06/04/2011	Peak Energy Services Ltd. (96.85% Stake)	Clean Harbors, Inc.	144	141	8,2x	n.a.
08/03/2011	Spry Energy Ltd.	Whitecap Resources Inc.	156	156	14,2x	15,8x
01/02/2011	Cirrus Energy Corporation	Oranje-Nassau Energie B.V.	53	53	5,8x	7,9x
17/01/2011	Petrolifera Petroleum Limited	Gran Tierra Energy, Inc	150	150	5,4x	n.a.
27/12/2010	NGAS Resources Inc	Magnum Hunter Resources Corporation	86	86	8,4x	n.a.
09/11/2010	Atlas Energy, Inc.	Chevron Corporation	3.277	3.277	18,0x	n.a.
21/06/2010	Chesapeake Energy Corporation (0.14% Stake)	Temasek Holdings Pte Ltd	23.614	731	8,8x	n.a.
09/06/2010	Storm Exploration Inc	ARC Resources Ltd.	616	616	21,9x	n.a.
13/05/2010	Penn West Petroleum Ltd. (5.24% Stake)	China Investment Corporation	8.848	339	9,8x	n.a.
10/05/2010	Chesapeake Energy Corporation (0.09% Stake)	Maju Investments (Mauritius) Pte Ltd; Hampton Asset Holding Ltd	21.364	469	8,0x	n.a.
28/04/2010	CNX Gas Corporation (16.7% Stake)	CONSOL Energy Inc.	4.460	730	17,0x	n.a.
15/04/2010	Mariner Energy, Inc.	Apache Corporation	2.886	2.886	7,2x	n.a.
14/12/2009	XTO Energy Inc.	Exxon Mobil Corporation	27.725	27.725	7,0x	n.a.

Fecha	Compañía Adquirida	Compañía Adquirente	Enterprise Value (€M)	Valor Transacción (€M)	EV/EBITDA	EV/Total 2P Reserves
20/11/2009	Stonefire Energy Corp.	Angle Energy Inc	39	6	6,6x	n.a.
20/11/2009	Stonefire Energy Corp.	Angle Energy Inc	39	34	6,7x	n.a.
10/11/2009	Renegade Petroleum Ltd. (51.4% Stake)	Richardson GMP Limited	9	4	5,0x	n.a.
05/11/2009	Result Energy Inc (60% Stake)	Result Energy Inc (Investor group led by new management team)	26	18	5,7x	n.a.
01/11/2009	Encore Acquisition Company	Denbury Resources Inc.	2.727	2.727	3,7x	n.a.
21/10/2009	Harvest Energy Trust	Korea National Oil Corporation	2.486	2.486	4,2x	n.a.
13/10/2009	Breaker Energy Ltd	NAL Energy	261	261	4,6x	n.a.
23/09/2009	Wild Stream Exploration Inc (80.83% Stake)	Eagle Rock Exploration Ltd Investor Group	18	19	3,0x	n.a.
23/08/2009	Highpine Oil & Gas Limited	Daylight Resources Trust	328	328	1,8x	n.a.
21/08/2009	Fairmount Energy Inc	Delphi Energy Corp	8	8	9,6x	n.a.
18/08/2009	Buffalo Oil Corp	Twin Butte Energy Ltd.	68	68	3,7x	n.a.
04/08/2009	TriStar Oil & Gas Ltd	Lightstream Resources Ltd.	1.678	1.678	6,8x	n.a.
30/06/2009	Abraxas Energy Partners LP (53.3% Stake)	Abraxas Petroleum Corporation	167	144	4,0x	n.a.
24/06/2009	Addax Petroleum Corporation	Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation	6.318	6.318	4,8x	n.a.
03/06/2009	Grey Wolf Exploration Inc	Insignia Energy Ltd	73	73	5,1x	n.a.
07/05/2009	Crescent Point Energy Trust	Crescent Point Energy Corp.	3.238	3.238	6,1x	n.a.
27/04/2009	Atlas Energy, Inc. (52% Stake)	Atlas America, Inc	1.420	1.089	6,3x	n.a.
17/04/2009	Masters Energy Inc.	Sun Century Petroleum Corporation	25	25	2,2x	n.a.
31/03/2009	Profound Energy Inc	Paramount Energy Trust	69	69	3,8x	n.a.

Fecha	Compañía Adquirida	Compañía Adquirente	Enterprise Value (€M)	Valor Transacción (€M)	EV/EBITDA	EV/Total 2P Reserves
23/03/2009	Alberta Clipper Energy Inc	NAL Energy	68	68	3,2x	n.a.
23/03/2009	Petro-Canada Resources Inc	Suncor Energy Inc.	13.496	13.496	2,9x	n.a.
02/03/2009	Masters Energy Inc.	Zargon Oil & Gas Ltd.	26	18	2,3x	n.a.
16/02/2009	Bow Valley Energy Ltd	Dana Petroleum Plc	145	145	4,9x	n.a.
10/02/2009	Polar Star Canadian Oil & Gas Ltd.	Polar Star Canadian Oil and Gas, Inc.	159	159	3,5x	n.a.
Mediana					6,6x	9,1x

Fuente: Investigación propia

ANEXO G. COMPARATIVA DE LA CARGA FISCAL ENTRE PAISES



Fuente: International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Johnston

Comparison of Terms—Selected Countries

Country	Contractor Take, % *	Cost Recovery Limit, %	Maximum Government Participation, %
Abu Dhabi (OPEC Terms)	9–12	100	0
Albania	20–25	45	0
Angola	20	50	50
Australia	40–50	100	0
Brunei	28–30	100	50
Cameroon	14–16	?	50
China	38–41	50–60	51
Colombia	30–37	100	51
Congo	30–35	100	50
Egypt	24–28	30–40	50
Gabon	20–25	40–55	10
India	30–42	100	30
Indonesia	11–13	80	15 ¹
Indonesia E.	30–33	80	15 ¹
Ireland	75	100	0
Korea	36–40	100	0
Malaysia	14–19	50–60	15
Morocco	40–44	100	0
Myanmar	21–23 ²	40	0
New Zealand	47–51	100	0
Nigeria	10–18	40	?
Norway	18	100	?
Papua New Guinea	30–35	100	22.5
Philippines	44–47	70	0
Spain	60	100	0
Syria	18–22	25–35	0
Thailand	30–44	100	?
Timor Gap	26	90	0
United States	42–53	AMT ³	0
Vietnam	30	40	0

¹Indonesia seldom exercises its right to participate.

²Tax holiday on first three years' production

³Alternative Minimum Tax

* Excludes Government participation — usually a carried interest.

Fuente: International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Johnston

ANEXO H. CARACTERÍSTICAS DE LOS ESQUEMAS CONTRACTUALES ESTIPULADOS EN MÉXICO

Ley Federal de Derechos

Descripción	Independientes del Régimen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ PEMEX cuenta con un régimen constitucional en exclusiva sobre los hidrocarburos en México, siendo la encargada de administrar la exploración y explotación de los yacimientos en territorio mexicano y de la venta del petróleo a nivel nacional. ▪ El Capítulo XII de la Ley Federal de Derechos (LFD), Hidrocarburos, detalla las obligaciones tributarias de PEP como único productor de hidrocarburos de la Nación. ▪ Las obligaciones fiscales que debe soportar se concretan en 9 derechos, que se aplican discrecionalmente sobre la producción. Disfrutan del régimen especial: <ul style="list-style-type: none"> • Como unidad, todos los campos del Paleocanal de Chicontepec • Campos segregados del Paleocanal de Chicontepec • Campos en aguas profundas • Campos marginales (únicamente respecto de la producción incremental) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía, (DEIME) calculado como el 0.65% del valor de la producción de crudo y gas. ▪ Derecho para la fiscalización petrolera (DEFIPE), como un 0.003 % sobre el valor de la producción de crudo y gas. ▪ Derecho Extraordinario Sobre la Exportación de Petróleo (DESEP), el 13.1% de la producción de petróleo exportado, por el precio que exceda de 85USD. ▪ Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidro-carburos (DRSEEH), del 0.03 % del valor de la producción de crudo y gas.
Régimen General	Régimen Especial
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos (DOSH): Es el principal derecho soportado. Se calcula como el 71.5% del valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos, menos las deducciones permitidas (criterio estricto y sujetas a un límite de deducibilidad). ▪ Derecho Sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) del 10% del valor de la producción de crudo, cuando el precio exceda 31 USD/b. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Derecho Sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH) del 15% del valor anual del crudo y gas extraídos. ▪ Derecho Especial Sobre Hidrocarburos (DESH), calculado como el 30% (36% si la producción acumulada del campo supera 240 mmbpce) del valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos, menos las deducciones permitidas (criterio estricto y sujetas a un límite de deducibilidad). ▪ Derecho Adicional Sobre Hidrocarburos (DASH) del 52% del valor de la producción, por la parte en que el precio del barril exceda los 60 USD/b.

Contratos de asignación

Descripción	Pros
<ul style="list-style-type: none"> ▪ A partir del 1 de enero de 2015 todos los campos operados por PEMEX se encontrarán bajo esta modalidad. ▪ Impuestos: <ul style="list-style-type: none"> • DUC: El más significativo. 65% (tasa para 2019, decreciente desde el 70% en 2015). Aplicado sobre toda la producción menos las deducciones de naturaleza limitada y sujetas a los siguientes límites de deducibilidad ("Cost-Cap"): <ul style="list-style-type: none"> ○ Terrestre y aguas someras: 10.6%; ○ Gas NA y condensados: 80%; ○ Aguas profundas y Chicontepec: 60%. • DEXTH: Canon sobre el valor de la producción; • DEXPH: Impuesto que se paga durante la fase de Exploración; ▪ Los campos de menor rentabilidad, pese a tener un límite mayor de deducibilidad, soportan una presión fiscal superior a la del Régimen Actual. ▪ En los casos de migración de Asignación a Contrato, la recaudación prevista bajo el régimen de Asignación se utilizará como referencia para el cálculo de los términos fiscales de los Contratos, de acuerdo con la LISH. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No incluye pago de un Bono a la Firma. ▪ No se entrega la producción al gobierno. ▪ Control sobre los ingresos. ▪ Esquema fiscal definido (no hay parámetros por determinar en el futuro).
	Contras
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elevada carga fiscal a través del DUC: 65~70% sobre producción respecto a esquemas de regalías en otros países (Colombia, Brasil, Venezuela) ▪ El límite de deducibilidad desincentiva las inversiones en áreas intensivas de Capex o desarrollos adicionales en campos maduros. ▪ Tasa fiscal real, superior a la nominal.

Contratos de licencia

Descripción	Pros
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Son resultado de una licitación o de la migración de una Asignación a este tipo de Contrato. ▪ Es el Contrato con un funcionamiento más asimilable a la Asignación. ▪ Impuestos: <ul style="list-style-type: none"> • Bono a la Firma: Pago upfront determinado para cada contrato en las bases de licitación. • Cuota Contractual durante la Fase Exploratoria. • Regalías (Royalty) sobre la producción. • Tasa al valor contractual hidrocarburos: Es el impuesto principal, determinado para cada contrato en las bases de licitación. ▪ Transmisión onerosa de los hidrocarburos a favor del contratista. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ En los casos de migración de Asignación a Contrato, se abre la posibilidad de negociación con la SHCP de los parámetros fiscales. ▪ Oportunidad de compensación de inversiones en campos no asignados. Ventaja competitiva. ▪ El esquema de pago por derechos de superficie (cuota contractual) no son significativos. ▪ El esquema de regalías, es más bajo que otros países comparables.
	Contras
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Los parámetros fiscales (Bono y Tasa) no están definidos hasta la publicación de la licitación. La presión fiscal es, a priori, indeterminada, y es ajustable durante la vigencia del contrato. ▪ Tasa al valor contractual hidrocarburos: es progresiva con la evolución del precio del barril, sin considerar costos. ▪ Los pagos de regalías son realizados monetariamente.

Contratos de utilidad compartida

Descripción	Pros
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es una tipología de contrato poco corriente. ▪ Impuestos ("Contraprestaciones al Estado"): ▪ Cuota Contractual durante la Fase Exploratoria. ▪ Regalías (Royalty) sobre la producción. ▪ % a la Utilidad Operativa: La Utilidad Operativa se distribuye en efectivo entre el Estado y el Contratista. ▪ El contratista tiene la obligación de entregar los hidrocarburos a la comercializadora, que por su vez, entrega los ingresos de dichos hidrocarburos al Fondos Mexicanos del Petróleo (FMP). ▪ FMP es responsable de entregar la utilidad que corresponde al Estado y al contratista. Es posible que el FMP cobre un % por los servicios de gestión. ▪ Se podrá optar por incluir o no una Contraprestación a favor del contratista correspondiente a la recuperación de costos, que se minora en el cálculo de la Utilidad Operativa. También existe un límite de recuperación de costos. Cabe esperar que el hecho de incluirla o no, influya en la determinación del % sobre la UO. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La posibilidad de recibir una contraprestación de recuperación de costos, con anterioridad al establecimiento de la utilidad operativa, asegura un mínimo retorno para el accionista.
	Contras
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Producción: Se entrega a la comercializadora. El contratista no tiene control sobre la venta de la producción. ▪ El contratista recibe los ingresos a través del FMP. Riesgo de que el FMP no distribuya los ingresos. ▪ Los parámetros fiscales (% sobre U.O. y límite de recuperación de costos) no están definidos hasta la publicación de la licitación. La presión fiscal es, a priori, indeterminada, y es ajustable durante la vigencia del contrato. ▪ Esquema de comercialización oneroso (pago a comercializadora, FMP, etc.)

Contratos de producción compartida

Descripción	Pros
<ul style="list-style-type: none">▪ Es una tipología de contrato común en la industria.▪ Impuestos ("Contraprestaciones al Estado"):<ul style="list-style-type: none">▪ Cuota Contractual durante la Fase Exploratoria.▪ Regalías (Royalty) sobre la producción.▪ % a la Utilidad Operativa: La Utilidad Operativa se distribuye en especie entre el Estado y el Contratista.▪ Cuando se calcula el total de la contraprestación a pagar al Estado, se valora la producción y se asigna el % que corresponda al Estado.▪ La producción correspondiente Estado se entrega a la comercializadora que por su vez, entrega los ingresos al FMP, los cuales distribuirá al Estado.▪ El contratista recibe el remanente de la producción, teniendo el derecho de gestionarla y venderla.	<ul style="list-style-type: none">▪ La posibilidad de recibir una contraprestación de recuperación de costos, con anterioridad al establecimiento de la utilidad operativa, asegura un mínimo retorno para el accionista.▪ Las contraprestaciones se reciben en especie.
Contras	
	<ul style="list-style-type: none">▪ No tiene en cuenta la variación del precio del crudo entre la causación y la colecta de las contraprestaciones del Estado.▪ El costo del almacenaje de los HCs entre la causación de las contraprestaciones del Estado y su colecta debe asumirlo este.▪ Los parámetros fiscales (% sobre U.O. y límite de recuperación de costos) no están definidos hasta la publicación de la licitación. La presión fiscal es, a priori, indeterminada, y es ajustable durante la vigencia del contrato.

Contratos de servicios

Descripción	Pros
<ul style="list-style-type: none">▪ Se trata de un modelo de contrato contemplado en la Ley de Ingresos de Hidrocarburos (LISH), pero que no se desarrolla.▪ Es un contrato de servicios entre particulares que no está por tanto sujeto a la normativa fiscal específica del petróleo.	<ul style="list-style-type: none">▪ Impuestos: No se aplican los impuestos establecidos en los demás contratos.
	Contras
	<ul style="list-style-type: none">▪ No hay un potencial upside por un superior desempeño.

ANEXO I. DEFINICIONES Y NORMATIVA SPE-PRMS-AAPG-WPC-SPEE

Society of Petroleum Engineers (SPE) American Association of Petroleum Geologists (AAPG) World Petroleum Council (WPC) Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)

1.0 Principios Básicos y Definiciones

La estimación de cantidades de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que cuentan con un grado inherente de incertidumbre. Estas cantidades están asociadas con proyectos de desarrollo a diferentes etapas de diseño e implementación. El uso de un sistema uniforme de clasificación mejora las comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos, y las carteras completas de compañías de acuerdo con los pronósticos de perfiles de producción y recuperaciones. Dicho sistema debe considerar tanto factores técnicos como comerciales que impactan en la factibilidad económica del proyecto, su vida productiva, y los flujos de efectivo relacionados.

1.1 Marco de Clasificación de Recursos Petrolíferos

El petróleo se define como una mezcla de ocurrencia natural que consiste de hidrocarburos en las fases gaseosas, líquidas, o sólidas. El petróleo también puede contener no-hidrocarburos, cuyos ejemplos comunes son dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, y azufre. En casos raros, el contenido no hidrocarburo puede superar el 50%.

Es la intención que el término “recursos”, como se usa aquí, incluya todas las cantidades de petróleo de ocurrencia natural sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertas o no descubiertas (recuperables y no-recuperables), además de aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todas las clases de petróleo que actualmente se consideran “convencional” o “no-convencional”.

La Figura 1-1 es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos de SPE/WPC/AAPG/SPEE. El sistema define las clases principales de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos, tanto como Petróleo No Recuperable.

El “Rango de Incertidumbre” refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por un proyecto, mientras el eje vertical representa la “Oportunidad de Comerciability”, o sea, la oportunidad de que el proyecto se desarrolle y llegue a un estado de producción comercial. Las siguientes definiciones se aplican a las subdivisiones mayores dentro de una clasificación de recursos:

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE IN SITU es esa cantidad de petróleo que se estima que existe originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural. Esto incluye la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción además de aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún a descubrir (equivalente a los “recursos totales”).

PETRÓLEO DESCUBIERTO INICIALMENTE IN SITU es la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción.

PRODUCCIÓN es la cantidad acumulativa de petróleo que ha sido recuperada en cierta fecha. Mientras todos los recursos recuperables son estimados y la producción se mide en términos de las especificaciones del producto de ventas, las cantidades de producción bruta (ventas más no-ventas) también son medidas y son necesarias para brindar soporte a los análisis de ingeniería basados en vaciamiento del reservorio (ver Medición de Producción, sección 3.2).

Se pueden aplicar proyectos múltiples de desarrollo a cada acumulación conocida, y cada proyecto recuperará una porción estimada de las cantidades inicialmente in situ. Estos proyectos serán subdivididos en Comerciales y Sub-Comerciales, con las cantidades recuperables estimadas clasificadas respectivamente como Reservas y Recursos Contingentes, como se define a continuación.

RESERVAS son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

RECURSOS CONTINGENTES son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el/los proyecto(s) aplicados aún no se consideren suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para claramente evaluar la comerciabilidad. Los Recursos Contingentes se categorizar adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

PETRÓLEO NO DESCUBIERTO INICIALMENTE IN SITU es aquella cantidad de petróleo estimada, a fecha dada, de estar contenida dentro de acumulaciones aún a descubrir.

RECURSOS PROSPECTIVOS son esas cantidades de petróleo estimados, a fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los Recursos Prospectivos tienen tanto una oportunidad asociada de descubrimiento como una oportunidad de desarrollo. Los Recursos Prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado con estimaciones recuperables suponiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto.

NO RECUPERABLE es esa porción de cantidades de Petróleo Descubierto o No Descubierto Inicialmente In Situ que se estima, a fecha dada, de no ser recuperable con proyectos futuros de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede llegar a ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias comerciales u ocurran desarrollos tecnológicos; la porción remanente nunca puede ser recuperada debido a restricciones físicas/químicas representadas por la interacción en la sub-superficie de fluidos y las rocas del reservorio.

La Recuperación Final Estimada (EUR) no es una categoría de recursos, sino un término que puede aplicarse a cualquier acumulación o grupo de acumulaciones (descubierta o no descubierta) para definir aquellas cantidades de petróleo estimadas, a fecha dada, a ser potencialmente recuperables bajo condiciones definidas técnicas y comerciales además de aquellas cantidades ya producidas (total de recursos recuperables).

En áreas especializadas, tales como estudios de potencial de cuencas, terminología alternativa ha sido empleada; los recursos totales pueden llamarse Base Total de Recursos o Dotación de Hidrocarburos. El total recuperable o EUR puede llamarse Potencial de la Cuenca. La suma de Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos pueden llamarse “recursos recuperables remanentes”. Cuando se utilizan dichos términos, es importante que también se provea cada componente de clasificación de la suma. Además, estas cantidades no deben agregarse sin debida consideración de los grados variantes de riesgo técnico y comercial involucrados con su clasificación.

1.2 Evaluaciones de Recursos Basado en Proyectos

El proceso de evaluación de recursos consiste en la identificación de un proyecto, o proyectos, de recuperación asociado con una acumulación de petróleo, una estimación de las cantidades de Petróleo Inicialmente In Situ, una estimación de la porción de aquellas cantidades in situ que pueden ser recuperadas por cada proyecto, y una clasificación de los proyectos basada en su estado de madurez u oportunidad de comerciabilidad.

Este concepto de un sistema de clasificación basado en proyectos se clarifica adicionalmente al estudiar las fuentes principales de datos que contribuyen a una evaluación de recursos netos recuperables.

- El Reservorio (acumulación): Atributos claves incluyen las clases y cantidades de Petróleo Inicialmente In Situ y las propiedades de fluidos y rocas que afectan la recuperación del petróleo.
- El Proyecto: Cada proyecto aplicado a un desarrollo de un reservorio específico genera una producción y programa de flujo de efectivo que son únicos. La integración en el tiempo de estos programas llevados a límite técnico, económico, o contractual del proyecto define los recursos recuperables estimados y proyecciones del flujo neto de efectivo futuro asociado para cada proyecto. La relación de cantidades EUR con Totales Inicialmente In Situ define la eficiencia final de recuperación para los proyectos de desarrollo. Un proyecto puede definirse en diferentes niveles y etapas de madurez; puede incluir uno o más pozos e instalaciones asociadas de producción y procesamiento. Un proyecto puede desarrollar muchos reservorios, o muchos proyectos pueden aplicarse a un reservorio.
- La Propiedad (concesión o área bajo licencia): Cada propiedad puede tener derechos y obligaciones contractuales asociados que son únicos incluyendo los términos fiscales. Dicha información permite definición de la participación de cada participante en las cantidades producidas (derechos) y la participación en inversiones, gastos, e ingresos para cada proyecto de recuperación y el reservorio donde se aplica la misma. Una propiedad puede incluir muchos reservorios, o un reservorio puede cruzar muchas propiedades. Una propiedad puede contener tanto acumulaciones descubiertas como no descubiertas.

En el contexto de esta relación de datos, “proyecto” es el elemento principal considerado en esta clasificación de recursos, y los recursos netos recuperables son las cantidades incrementales derivadas de cada proyecto. El proyecto representa el nexo entre la acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones. Un proyecto puede, por ejemplo, constituir el desarrollo de un reservorio o campo, o un desarrollo incremental para un campo en producción, o el desarrollo integrado de una cantidad de campos y sus instalaciones asociadas con una titularidad común. En general, un proyecto individual representará el nivel donde se toma una decisión de proceder (o sea, desembolsar más fondos) o no, y debería haber un rango asociado de cantidades recuperables estimadas para ese proyecto.

Una acumulación o acumulación potencial de petróleo puede estar sujeta a una variedad de proyectos separados y distintos que están en diferentes etapas de exploración o desarrollo. Por lo tanto, una acumulación puede tener cantidades recuperables en diferentes clases de recursos en forma simultánea.

Para poder asignar recursos recuperables de cualquier clase, se debe definir un plan de desarrollo que consista en uno o más proyectos. Inclusive para Recursos Prospectivos, se deben definir las estimaciones de cantidades recuperables en términos de los productos de ventas que derivan de un programa de desarrollo suponiendo un descubrimiento y desarrollo comercial exitosos. Dadas las incertidumbres principales en esta etapa temprana, el programa de desarrollo no contará con el detalle esperado en etapas posteriores de madurez. En la mayoría de los casos, la eficiencia de recuperación puede basarse principalmente en proyectos análogos. Las cantidades in situ para las cuales un proyecto factible no puede

definirse con el uso de tecnologías existentes, o con mejoras razonablemente pronosticadas, son clasificadas como No Recuperables.

No todos los planes de desarrollo técnicamente factibles serán comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto de desarrollo depende de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el período de tiempo que abarcan las actividades del proyecto (ver Evaluaciones Comerciales, sección 3.1). “Condiciones” incluyen factores tecnológicos, económicos, legales, ambientales, sociales, y gubernamentales. Mientras los factores económicos pueden resumirse como un pronóstico de costos y precios de producto, las influencias subyacentes incluyen, pero no quedan limitadas a, condiciones del mercado, infraestructura de transportación y procesamiento, términos fiscales, e impuestos.

Las cantidades de recursos que se estiman son aquellos volúmenes producibles de un proyecto como se mide de acuerdo con las especificaciones de entrega en el punto de venta o de transferencia de custodia (ver Punto de Referencia, sección 3.2.1). La producción acumulativa desde la fecha de evaluación en adelante hasta la cesación de producción es la cantidad remanente recuperable. La suma de los flujos netos de efectivo anuales asociados da los ingresos netos futuros estimados. Cuando los flujos de efectivo son descontados de acuerdo con una tasa de descuento y período de tiempo definido, la suma de los flujos descontados de efectivo se llama valor neto actualizado (NPV) del proyecto (ver Pautas de Evaluación y Presentación de Informes, sección 3.0).

Los datos de soporte, los procesos analíticos, y las suposiciones usadas en una evaluación deberían documentarse con detalle suficiente para permitir a un evaluador independiente o auditor entender claramente las bases para la estimación y categorización de cantidades recuperables y su clasificación.

2.0 Pautas de Clasificación y Categorización

Para caracterizar los proyectos petrolíferos de forma uniforme, se deben llevar a cabo las evaluaciones de todos los recursos dentro del contexto del sistema completo de clasificación como se ve en la Figura 1-1. Estas pautas hacen referencia a este sistema de clasificación y soportan una evaluación donde los proyectos son “clasificados” basado en su oportunidad de comerciabilidad (el eje vertical) y las estimaciones de cantidades recuperables y vendibles en el mercado que están asociadas con cada proyecto son “categorizadas” para reflejar la incertidumbre (el eje horizontal). El flujo real de trabajo en la clasificación vs. la categorización varía con proyectos individuales y muchas veces es un proceso de análisis iterativo que conduce a un informe final. “Informe”, como se utiliza aquí, hace referencia a la presentación de resultados de evaluación dentro de la entidad comercial que lleva a cabo la evaluación y no debe interpretarse como un reemplazo de las pautas para declaraciones públicas bajo las pautas establecidas por las agencias reglamentarias o gubernamentales.

Se puede obtener información de respaldo sobre los temas de clasificación de recursos en el Capítulo 2 de la publicación del año 2001 de SPE/WPC/AAPG: “Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, (Pautas para la Evaluación de Reservas y Recursos Petrolíferos)” que de aquí en adelante llamaremos “Pautas Suplementarias 2001”.

2.1 Clasificación de Recursos

La clasificación básica requiere el establecimiento de criterios para un descubrimiento petrolífero y a partir de allí la distinción entre proyectos comerciales y sub-comerciales en acumulaciones conocidas (y de ahí entre Reservas y Recursos Contingentes).

2.1.1 Determinación del Estado de Descubrimiento

Un descubrimiento es una acumulación de petróleo, o una serie colectiva de acumulaciones de petróleo, para el cual uno o varios pozos exploratorios han establecido a través de ensayos, muestreo, y o perfilaje la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente movibles.

En este contexto, “significativa” implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo para justificar una estimación del volumen in situ demostrado por el/los pozo(s) y para evaluar el potencial de una recuperación económica. Las cantidades recuperables estimadas dentro de dicha acumulación descubierta (conocida) inicialmente se clasificarán como Recursos Contingentes pendiente una definición de los proyectos con una oportunidad suficiente de desarrollo comercial para reclasificar todas, o una porción, de las Reservas. Donde se identifican hidrocarburos in situ pero que no se consideran recuperables actualmente, dichas cantidades pueden clasificarse como Descubiertas No Recuperables, si se considera apropiada para propósitos de gestión de los recursos; una porción de estas cantidades puede llegar a ser recursos recuperables en el futuro a medida que las circunstancias comerciales cambien u ocurran desarrollos tecnológicos.

2.1.2 Determinación de Comercialidad

Los volúmenes descubiertos recuperables (Recursos Contingentes) pueden considerarse producibles comercialmente, y por lo tanto Reservas, si la entidad que afirma comerciabilidad ha demostrado una intención firme en proceder con el desarrollo y dicha intención se base en todos los siguientes criterios:

- Evidencia para soportar un plazo razonable de tiempo para el desarrollo.
- Una evaluación razonable que la parte económica futura de dichos proyectos de desarrollo satisfarán criterios definidos de inversión y operación.

- Una expectativa razonable que habrá un mercado para todas las cantidades de producción, o por lo menos las cantidades esperadas de ventas, requeridas para justificar el desarrollo.
- Evidencia que las instalaciones necesarias de producción y transporte están disponibles o puede llegar a estar disponibles.
- Evidencia que asuntos legales, contractuales, ambientales, y otras de índole social y económica permitirán la implementación real del proyecto de recuperación que se evalúa.

Para ser incluido en la clase de Reservas, un proyecto debe estar definido suficientemente para establecer su viabilidad comercial. Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones requeridas internas y externas llegarán, y que hay evidencia de una intención firme para proceder con el desarrollo dentro de un marco razonable de tiempo. Un marco razonable de tiempo para la iniciación del desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el alcance del proyecto. Mientras que se recomiendan 5 años como punto de referencia, un marco más extendido de tiempo podría aplicarse en el que, por ejemplo, los desarrollos de los proyectos económicos se defieran a la opción del productor por, entre otras cosas, motivos relacionados con el mercado, o para satisfacer objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debe documentarse con claridad.

Para ser incluido en la clase de Reservas, debe haber un alto nivel de confianza en la producibilidad comercial del reservorio como lo soporta la producción real o los ensayos de la formación. En ciertos casos, se pueden asignar Reservas basado en los análisis de perfiles de pozos y/o de testigos que pueden indicar que el reservorio bajo estudio porta hidrocarburos y es análogo a otros reservorios en la misma área que están produciendo o que han demostrado la capacidad de producir en los ensayos de la formación.

2.1.3 Estado del Proyecto y Riesgo Comercial

Los evaluadores tienen la opción de establecer un sistema más detallado para informar la clasificación de recursos que también puede proveer la base para la gestión de una cartera al subdividir el eje de oportunidades de comerciabilidad de acuerdo con la madurez del proyecto. Dichas sub-clases puede caracterizarse con descripciones estándares del nivel de madurez del proyecto (cualitativas) y/o por la oportunidad asociada de llegar al estado de producción (cuantitativas).

A medida que un proyecto avanza a un nivel más alto de madurez, habrá un aumento en oportunidad de que la acumulación pueda desarrollarse comercialmente. Para Recursos Contingentes y Prospectivos, este puede adicionalmente expresarse como una estimación de oportunidad cuantitativa que incorpora dos componentes subyacentes claves de riesgo:

- La oportunidad de que la acumulación potencial resultará en el descubrimiento de petróleo. Esto se llama la “oportunidad de descubrimiento”.
- Una vez descubierta, la oportunidad que la acumulación se desarrolle comercialmente se llama la “oportunidad de desarrollo”.

Por lo tanto, para una acumulación no descubierta, la “oportunidad de comerciabilidad” es el producto de estos dos componentes de riesgo. Para una acumulación descubierta donde la “oportunidad de descubrimiento” es un 100%, la “oportunidad de comerciabilidad” llega a ser el equivalente de la “oportunidad de desarrollo”.

2.1.3.1 Sub-Clases de Madurez del Proyecto

Como se ve en la Figura 2-1, los proyectos de desarrollo (y sus cantidades recuperables asociadas) puede ser sub-clasificados de acuerdo con los niveles de madurez del proyecto y las acciones asociadas (decisiones comerciales) requeridas para mover un proyecto hacia una producción comercial.

La terminología y definiciones de Madurez de Proyecto no han sido modificadas desde el ejemplo provisto en las Guías Suplementarias 2001, Capítulo 2. Definiciones y pautas detalladas para cada sub-clase de Madurez de Proyecto están provistas en la Tabla I. Esta metodología soporta la administración de carteras de oportunidades en diferentes etapas de exploración y desarrollo y puede complementarse con estimaciones cuantitativas asociadas de la oportunidad de comerciabilidad. Los límites entre diferentes niveles de madurez del proyecto pueden llamarse “puertas de decisión” (decision gates).

Las decisiones dentro de la clase de Reservas están basadas en aquellas acciones que lleven un proyecto hasta las aprobaciones finales para la implementación e iniciación de producción y ventas de producto. Para Recursos Contingentes, el análisis de soporte debería focalizarse en la recopilación de datos y los análisis necesarios para clarificar y después mitigar aquellas condiciones claves, o contingencias, que previenen el desarrollo comercial.

Para Recursos Prospectivos, estas acumulaciones potenciales son evaluadas de acuerdo con su oportunidad de descubrimiento y, suponiendo un descubrimiento, las cantidades estimadas que se recuperarían bajo proyectos apropiados de desarrollo. La decisión en cada fase es la de encargar más adquisición de datos y/o estudios diseñados para avanzar el proyecto a un nivel de madurez técnica y comercial donde se puede tomar una decisión para proceder con las perforaciones exploratorias.

Los evaluadores pueden adoptar sub-clases alternativas y modificadores de madurez del proyecto, pero el concepto de oportunidades en aumento de comerciabilidad debería ser un elemento clave en la aplicación del sistema completo de clasificación y la administración de soporte de la cartera.

2.1.3.2 Estado de Reservas

Una vez que los proyectos satisfacen los criterios de riesgo comercial, las cantidades asociadas son clasificadas como Reservas. Estas cantidades pueden ser repartidas entre las siguientes sub-divisiones basado en los fondos y el estado operacional de pozos e instalaciones asociadas dentro del plan de desarrollo del reservorio.

- Las Reservas Desarrolladas son las cantidades esperadas a ser recuperadas de los pozos e instalaciones existentes.

- o Las Reservas Desarrolladas en Producción son las que se espera recuperar de los intervalos de terminación que están abiertos y en producción en el momento de hacer la estimación.

- o Las Reservas Desarrolladas No en Producción incluyen las Reservas en pozos cerrados y detrás de la cañería.

- Las Reservas No Desarrolladas son las cantidades que se espera recuperar a través de inversiones futuras.

Donde las Reservas se mantienen no desarrolladas más allá de un plazo razonable de tiempo, o se han mantenido sin desarrollo debido a postergaciones repetidas, se deberían revisar las evaluaciones con criticidad para documentar los motivos de las demoras en iniciar el desarrollo y justificar la retención de estas cantidades dentro de la clase de Reservas. Mientras que hay circunstancias específicas donde se justifica una demora extendida (ver Determinación de Comercialidad, sección 2.1.2), se considera un plazo razonable de tiempo menor de 5 años.

El estado de desarrollo y producción es de importancia significativa para la gestión del proyecto. Mientras que el Estado de Reservas tradicionalmente se aplica únicamente a las Reservas Comprobadas, el mismo concepto de Estado Desarrollado y No Desarrollado basado en los fondos y el estado de operación de los pozos e instalaciones de producción dentro del proyecto de desarrollo es aplicable a través del rango completo de las categorías de incertidumbre en las Reservas (Comprobadas, Probables, y Posibles).

Las cantidades pueden sub-dividirse con el Estado de Reservas de forma independiente de la sub-clasificación por Madurez del Proyecto. Si se aplica en combinación las cantidades de Reservas Desarrolladas y/o No Desarrolladas pueden identificarse por separado dentro de cada sub-clase de Reservas (En Producción, Aprobadas para Desarrollo, y Justificadas para Desarrollo).

2.1.3.3 Estado Económico

Los proyectos pueden caracterizarse adicionalmente por su Estado Económico. Todos los proyectos clasificados como Reservas deben ser económicos bajo las condiciones definidas (ver Evaluaciones

Comerciales, sección 3.1). Basado en suposiciones en términos de las condiciones futuras y su impacto sobre la viabilidad económica final, los proyectos actualmente clasificados como Recursos Contingentes puede dividirse ampliamente en dos grupos:

- Recursos Contingentes Marginales son aquellas cantidades asociadas con proyectos de factibilidad técnica que son económicos actualmente o que tienen una proyección de ser económicos bajo mejoras razonables pronosticadas en las condiciones comerciales pero no están comprometidas para el desarrollo debido a una o más contingencias.
- Los Recursos Contingentes Sub-Marginales son aquellas cantidades asociadas con descubrimientos para los cuales el análisis indica que los proyectos técnicamente factibles de desarrollo no serían económicos y/u otros contingencias no quedarían satisfechas bajo las mejoras actuales o razonables pronosticadas en las condiciones comerciales. Estos proyectos de todas formas deberían retenerse dentro del inventario de recursos descubiertos pendiente cambios importantes no previstos en las condiciones comerciales.

Donde las evaluaciones están incompletas de tal forma que es prematuro definir claramente la oportunidad final de comerciabilidad, es aceptable hacer la observación de que el estado económico está “sin determinar.” Se pueden aplicar modificadores adicionales de estado económico para adicionalmente caracterizar las cantidades recuperables; por ejemplo, no ventas (combustible de la concesión, gas de antorcha, y pérdidas) pueden identificarse y documentarse en forma separada además de las cantidades de ventas para tanto las estimaciones de producción como de recursos recuperables (ver también Punto de Referencia, sección 3.2.1). Aquellos volúmenes descubiertos in situ para los cuales no se puede definir un proyecto factible de desarrollo con la utilización de tecnología actual, o con mejoras razonables pronosticadas, son clasificados como No Recuperables.

Se puede identificar el Estado Económico independientemente de, o aplicado en combinación con, la subclasificación de Madurez del Proyecto para describir más completamente el proyecto y sus recursos asociados.

2.2 Categorización de Recursos

El eje horizontal en la Clasificación de Recursos (Figura 1.1) define el rango de incertidumbre en las estimaciones de las cantidades de petróleo recuperable, o potencialmente recuperable, asociadas con un proyecto. Estas estimaciones incluyen componentes de incertidumbre tanto técnicos como comerciales, como se describe a continuación:

- El petróleo total remanente dentro de la acumulación (recursos in-situ).
- Aquella porción del petróleo in situ que puede recuperarse al aplicar un proyecto o proyectos definidos de desarrollo.

- Variaciones en las condiciones comerciales que pueden impactar en las cantidades recuperadas y vendidas (por ejemplo, disponibilidad en el mercado, cambios contractuales).

Donde las incertidumbres comerciales son tales que hay un riesgo significativo de que el proyecto completo (como se definió inicialmente) no procederá, se aconseja crear un proyecto separado clasificado como Recursos Contingentes con una oportunidad apropiada de comerciabilidad.

2.2.1 Rango de Incertidumbre

El rango de incertidumbre de los volúmenes recuperables y/o potencialmente recuperables puede representarse por escenarios deterministas o por una distribución de probabilidad (ver Métodos Deterministas y Probabilísticas, sección 4.2).

Cuando el rango de incertidumbre se representa con una distribución de probabilidad, se proveerá una estimación baja, mejor, y alta de tal forma que:

- Debería haber por lo menos una probabilidad de 90% (P90) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación baja.
- Debería haber por lo menos una probabilidad de 50% (P50) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la mejor estimación.
- Debería haber por lo menos una probabilidad de 10% (P10) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación alta.

Al usar el método de escenario determinista, típicamente deberá también haber estimaciones bajas, mejores, y altas, donde dichas estimaciones se basan en evaluaciones cualitativas de incertidumbre relativa usando pautas uniformes de interpretación. Bajo una metodología determinista incremental (basado en riesgos), las cantidades de cada nivel de incertidumbre se estiman en forma discreta y separada (ver Definiciones y Pautas de Categorías, sección 2.2.2).

Estas mismas metodologías para describir incertidumbre pueden aplicarse a Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos. Mientras que puede haber riesgo significativo de que las acumulaciones sub-comerciales y no descubiertas no lograrán una producción comercial, es útil considerar el rango de cantidades potencialmente recuperables independientemente de tal riesgo o consideración de la clase de recurso donde se asignarán las cantidades.

2.2.2 Definiciones y Pautas de las Categorías

Los evaluadores pueden evaluar las cantidades recuperables y categorizar los resultados por incertidumbre usando el enfoque determinista incremental (basado en riesgo), el enfoque de escenario determinista

(acumulativo), o métodos probabilísticos. (ver “Pautas Suplementarias 2001,” Capítulo 2.5). En muchos casos, se utiliza una combinación de enfoques.

El uso de terminología uniforme (Figura 1.1) promueve claridad en la comunicación de resultados de evaluación. Para Reservas, los términos acumulativos generales de estimación baja/mejor/alta son mencionados como 1P/2P/3P, respectivamente. Las cantidades incrementales asociadas se mencionan como Comprobadas, Probables, y Posibles. Las Reservas son un sub-conjunto de, y deben ser vistas dentro del contexto de, el sistema completo de clasificación de recursos. Mientras que los criterios de categorización son propuestos específicamente para Reservas, en la mayoría de los casos, pueden aplicarse igualmente a Recursos Contingentes y Prospectivos condicionalmente hasta que puedan satisfacer los criterios para descubrimiento y/o desarrollo.

Para Recursos Contingentes, los términos acumulativos generales de estimaciones bajas/mejores/altas son mencionados como 1C/2C/3C, respectivamente. Para los Recursos Prospectivos, los términos acumulativos generales de estimaciones bajas/mejores/altas aún se aplican. No se definen términos específicos para cantidades incrementales dentro de los Recursos Contingentes y Prospectivos.

Sin información técnica nueva, no debe haber un cambio en la distribución de volúmenes técnicamente recuperables y sus límites de categorización cuando se satisfacen las condiciones de forma suficiente para re-clasificar un proyecto de Reservas Contingentes a Reservas. Todas las evaluaciones requieren la aplicación de un conjunto uniforme de condiciones de pronóstico, incluyendo la suposición de costos y precios futuros, tanto para la clasificación de proyectos como la categorización de cantidades estimadas recuperadas por cada proyecto (ver Evaluaciones Comerciales, sección 3.1).

La Tabla III presenta definiciones de categorías y provee pautas diseñadas para promover uniformidad en las evaluaciones de recursos. Lo siguiente resume las definiciones para cada categoría de Reservas en términos de tanto el enfoque determinista incremental como el enfoque de escenario y también provee los criterios de probabilidad si se aplican métodos probabilísticos.

- Las Reservas Comprobadas son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certeza razonable es de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.
- Las Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas comparadas a Reservas Comprobadas,

pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las Reservas estimadas Comprobadas más Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.

- Las Reservas Posibles son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Comprobadas más Probables más Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

Basado en datos adicionales e interpretaciones actualizadas que indican un aumento en certeza, porciones de las Reservas Posibles y Probables puede re-categorizarse como Reservas Probables y Comprobadas.

La incertidumbre en estimaciones de recursos es comunicada mejor al informar un rango de resultados potenciales. Sin embargo, si el requerimiento es de informar un sólo resultado representativo, se considerar la “mejor estimación” como la evaluación más realista de las cantidades recuperables. Generalmente se considera que representa la suma de las estimaciones Comprobadas y Probables (2P) cuando se usa un enfoque de escenario determinista o de evaluación probabilística. Se debe notar que bajo el enfoque determinista incremental (basado en riesgos), se preparan estimaciones discretas para cada categoría, y no debe agregarse sin consideración debida de su riesgo asociado (ver “Pautas Suplementarias 2001”, Capítulo 2.5).

2.3 Proyectos Incrementales

La evaluación inicial de recursos se basa en la aplicación de un proyecto inicial definido de desarrollo. Los proyectos incrementales están diseñados a mejorar la eficiencia de recuperación y/o para acelerar la producción a través de la realización de cambios en los pozos o instalaciones, perforaciones infill, o recuperación mejorada. Dichos proyectos deberían clasificarse de acuerdo con los mismos criterios de los proyectos iniciales. Las cantidades incrementales relacionadas se categorizar de la misma manera en términos de certeza de recuperación. El aumento proyectado en recuperación puede incluirse en las Reservas estimadas si el grado de compromiso es tal que el proyecto se desarrolla y se pone en producción dentro de un plazo razonable.

Se deberían documentar claramente las circunstancias donde el desarrollo se demorará significativamente. Si existe un riesgo significativo relacionado con el proyecto, se pueden categorizar las recuperaciones

incrementales pronosticadas de una forma similar, pero se deberían clasificar como Recursos Contingentes (ver Determinación de Comercialidad, sección 2.1.2).

2.3.1 Workovers, Tratamientos, y Cambios de Equipamiento

La recuperación incremental asociada con actividades futuras de workovers, tratamientos (incluyendo fracturas hidráulicas), re-tratamiento, cambios de equipamiento, u otros procedimientos mecánicos donde dichos proyectos rutinariamente han sido exitosos en reservorios análogos puede clasificarse como Reservas Desarrolladas o No Desarrolladas de acuerdo con la magnitud de los costos asociados requeridos (ver Estado de Reservas, sección 2.1.3.2).

2.3.2 Compresión

Una reducción en la contrapresión a través de la compresión puede aumentar la porción de gas in situ que puede producirse comercialmente y por lo tanto incluirse en las estimaciones de Reservas. Si la instalación eventual de compresión fue planificada y aprobada como parte del plan original de desarrollo, la recuperación incremental está incluida en las Reservas No Desarrolladas. Sin embargo, si el costo para implementar la compresión no es significativo (relativo al costo de un pozo nuevo), las cantidades incrementales pueden clasificarse como Reservas Desarrolladas. Si las instalaciones de compresión no formaron una parte del plan original aprobado de desarrollo y dichos costos no son significativos, se debería tratar como un proyecto separado sujeto a los criterios normales de madurez de proyecto.

2.3.3 Perforaciones Infill

Los análisis técnicos y comerciales puede soportar la perforación de pozos productores adicionales para reducir el espaciamiento más allá del utilizado dentro del plan inicial de desarrollo, sujeto a reglamentaciones gubernamentales (si dichas aprobaciones son requeridas). Las perforaciones infill pueden tener un efecto combinado de aumentar la eficiencia de recuperación y acelerar la producción. Solamente la recuperación incremental puede considerarse como Reservas adicionales; esta recuperación adicional puede requerir una distribución nueva de la producción entre los pozos individuales con titularidades de interés diferentes.

2.3.4 Recuperación Mejorada

La recuperación mejorada es el petróleo adicional obtenido, más allá de la recuperación primaria, de los reservorios de ocurrencia natural al suplementar el desempeño natural del reservorio. Esto incluye waterflooding, procesos de recuperación secundaria o terciaria, y cualquier otro medio de suplementar los procesos naturales de recuperación del reservorio.

Los proyectos de recuperación mejorada deben satisfacer los mismos criterios de comerciabilidad de Reservas como de los proyectos de recuperación primaria. Debería haber una expectativa que el proyecto será económico y que la entidad se comprometió a implementar el proyecto en un plazo razonable (generalmente dentro de 5 años; se debería justificar claramente las demoras extendidas).

El juicio sobre la comerciabilidad se basa en pruebas pilotos dentro del reservorio bajo estudio o al comparar el reservorio con propiedades análogas de rocas y fluidos y donde se ha aplicado exitosamente un proyecto establecido similar de recuperación mejorada.

Las recuperaciones incrementales a través de métodos de recuperación mejorada que aún no han sido establecidas a través de aplicaciones comerciales rutinarias exitosas están incluidas como Reservas únicamente después de una respuesta favorable de producción del reservorio bajo estudio de (a) un piloto representativo o (b) un programa instalado, donde la respuesta provee soporte para el análisis sobre el cual está basado el proyecto.

Estas recuperaciones incrementales en proyectos comerciales se categorizar como Reservas Comprobadas, Probables, y Posibles basado en certeza derivada de análisis de ingeniería y aplicaciones análogas en reservorios similares.

2.4 Reservorios No Convencionales

Dos clases de recursos petrolíferos han sido definidas que pueden requerir diferentes enfoques para sus evaluaciones:

- Los recursos convencionales existen en acumulaciones discretas de petróleo relacionados con una característica estructural geológica y/o condición estratigráfica, típicamente con cada acumulación limitada por un contacto descendente con un acuífero, y que están afectados significativamente por las influencias hidrodinámicas tales como la flotabilidad del petróleo en el agua. El petróleo se recupera a través de los pozos y típicamente requiere un mínimo de procesamiento antes de su venta.
- Los recursos no convencionales existen en las acumulaciones de petróleo que son dominantes a lo largo de un área grande y que no se afectan significativamente por influencias hidrodinámicas (también llamada “depósitos de tipo continuo” (continuous-type deposits). Los ejemplos incluyen metano de capa de carbón (CBM), gas centrado en la cuenca, arcilla gasífera, hidrato de gas, betún natural (arena asfáltica), y depósitos de arcilla bituminosa. Generalmente, dichas acumulaciones requieren tecnología especializada de extracción (ejemplo: deshidratación de CBM, programas de fractura masiva para arcilla gasífera, vapor y/o solventes para movilizar el betún para recuperación in situ, y, en algunos casos, actividades de minería). Más aún, el petróleo extraído puede necesitar procesamiento significativo antes de la venta (ejemplo: mejoradores del betún).

Para estas acumulaciones de petróleo que no son afectadas significativamente por influencias hidrodinámicas, una dependencia de contactos continuos de agua y análisis de gradiente de presión para interpretar la extensión del petróleo recuperable puede no ser posible. Por lo tanto, típicamente hay una necesidad para una densidad mayor de muestreo para definir incertidumbre de los volúmenes in situ, variaciones en la calidad del reservorio e hidrocarburos, y su distribución espacial detallada para soportar el diseño detallado de programas de minería especial o de extracción in situ.

Es la intención de que las definiciones de recursos, en conjunto con el sistema de clasificación, sean apropiadas para todas las clases de acumulaciones de petróleo sin importar sus características in situ, el método aplicado de extracción, o el grado requerido de procesamiento.

De forma parecida a los proyectos de recuperación mejorada aplicados a reservorios convencionales, pilotos exitosos o proyectos de operaciones en el reservorio bajo estudio, o proyectos exitosos en reservorios análogos pueden ser requeridos para establecer una distribución de eficiencias de recuperación para acumulaciones no convencionales. Dichos proyectos pilotos pueden evaluar tanto la eficiencia de extracción como la eficiencia de instalaciones no convencionales de procesamiento para obtener productos de venta anterior a su transferencia de custodia.

3.0 Pautas de Evaluación y Presentación de Informes

Se proveen las siguientes pautas para promover uniformidad en las evaluaciones y presentación de informes sobre proyectos. “Informes” hace referencia a la presentación de los resultados de evaluación dentro de la entidad de negocios que lleva a cabo la evaluación y no debería interpretarse como un reemplazo de las pautas para declaraciones públicas subsiguientes bajo pautas establecidas por agencias reguladoras y/u otras agencias gubernamentales, o cualquier norma contable asociada actual o futura.

3.1 Evaluaciones Comerciales

Las decisiones de inversión están basadas en la visión de la entidad de las condiciones comerciales futuras que pueden impactar en la factibilidad de desarrollo (compromiso a desarrollar) y el programa de producción y flujo de efectivo de los proyectos de petróleo y gas. Las condiciones comerciales incluyen, pero no están limitadas a, suposiciones de factores de condiciones financieras (costos, precios, términos fiscales, impuestos), de marketing, legales, ambientales, sociales, y gubernamentales. Se puede evaluar el valor del proyecto de diferentes maneras (por ejemplo, costos históricos, valores comparativos de mercado); las pautas aquí se aplican solamente a evaluaciones basadas en un análisis de flujo de efectivo. Adicionalmente, factores modificadores tales como riesgos contractuales o políticos que pueden influir adicionalmente en las decisiones de inversiones no son tratados. (Detalles adicionales sobre temas comerciales pueden encontrarse en las “Pautas Suplementarias 2001”, Capítulo 4.)

3.1.1 Evaluaciones de Recursos Basadas en Flujos de Efectivo

Las evaluaciones de recursos están basadas en estimaciones de producción futura y los programas asociados de flujo de efectivo para cada proyecto de desarrollo. La suma de los flujos netos anuales asociados de efectivo rinde un ingreso neto futuro estimado. Cuando los flujos de efectivo son descontados de acuerdo con una tasa de descuento definida y período de tiempo definido, la suma de los flujos descontados de efectivo se llama valor neto actualizado (NPV) del proyecto. El cálculo reflejará:

- Las cantidades esperadas de producción proyectadas sobre períodos identificados de tiempo.
- Los costos estimados asociados con el proyecto a desarrollar, recuperar, y producir las cantidades de producción en su Punto de Referencia (ver sección 3.2.1), incluyendo el abandono ambiental, y un reclamo de los costos imputados al proyecto, basados en la visión del evaluador de los costos esperados a aplicar en períodos futuros.
- Los ingresos estimados de las cantidades de producción basados en la visión del evaluador de los precios esperados a ser aplicados a las materias primas respectivas en períodos futuros incluyendo aquella porción de los costos e ingresos acumulados por la entidad.
- Impuestos y regalías futuras proyectadas sobre la producción que se espera que la entidad abone.
- Una vida de proyecto que es limitada por el período de derechos o una expectativa razonable de los mismos.
- La aplicación de una tasa apropiada de descuento que razonablemente refleja el costo promedio ponderado del capital o la tasa mínima aceptable de retorno aplicable para la entidad en el momento de la evaluación.

Mientras que cada organización puede definir criterios específicos de inversión, un proyecto normalmente se considera “económico” si su caso de “mejor estimación” tiene un valor neto actualizado positivo bajo la tasa estándar de descuento de la organización, o si por lo menos cuenta con un flujo positivo no descontado de efectivo.

3.1.2 Criterios Económicos

Los evaluadores deben claramente identificar las suposiciones sobre las condiciones comerciales utilizadas en la evaluación y debe documentar la base para estas suposiciones.

La evaluación económica detrás de la decisión de inversión se basa en el pronóstico razonable de la entidad sobre condiciones futuras, incluyendo costos y precios, que existirán durante la vida del proyecto

(caso de pronóstico). Dichos pronósticos se basan en cambios proyectados en las condiciones actuales; SPE define condiciones actuales como el promedio de aquellas que existían durante los 12 meses previos.

Escenarios económicos alternativos son considerados en el proceso de decisión y, en algunos casos, para suplementar los requerimientos de presentación de informes. Los evaluadores pueden estudiar un caso donde las condiciones actuales se mantienen constantes (sin inflación ni deflación) a través de la vida del proyecto (caso constante).

Se pueden modificar las evaluaciones para acomodar los criterios impuestos por agencias reguladoras en términos de declaraciones externas. Por ejemplo, estos criterios pueden incluir un requerimiento específico que, si se limita la recuperación a la estimación de Reservas Comprobadas técnicamente, el caso constante aún debería generar un flujo positivo de efectivo. Los requerimientos de presentación externas de informes pueden también especificar pautas alternativas sobre las condiciones actuales (por ejemplo, costos y precios de fin de año).

Puede haber circunstancias donde el proyecto satisface criterios a clasificarse como Reservas usando el caso de pronóstico, pero no satisface los criterios externos para Reservas Comprobadas. En estas circunstancias específicas, la entidad puede registrar estimaciones de 2P y 3P sin registrar Reservas Comprobadas por separado. A medida que se incurren en costos y avanza el desarrollo, la estimación baja puede eventualmente satisfacer requerimientos externos, y las Reservas Comprobadas pueden después asignarse.

Mientras que las pautas de SPE no requieran que se confirme el financiamiento del proyecto antes de clasificar los proyectos como Reservas, esto puede ser otro requerimiento externo. En muchos casos, los préstamos quedan condicionados a los mismos criterios como se menciona anteriormente; o sea, el proyecto debe basarse económicamente solamente sobre las Reservas Comprobadas. En general, si no hay una expectativa razonable que los préstamos u otras formas de financiamiento (por ejemplo, por encargo) pueden llevarse a cabo de tal forma que se iniciará el desarrollo dentro de un plazo razonable, entonces los proyectos deberían clasificarse como Recursos Contingentes. Si financiamiento es esperado razonablemente pero aún no confirmado, se puede clasificar el proyecto como Reservas, pero no se puede informar Reservas Comprobadas como se menciona anteriormente.

3.1.3 Límite Económico

El límite económico es definido como la tasa de producción más allá de la cual los flujos netos de efectivo de las operaciones de un proyecto, en el que puede ser un pozo individual, una concesión, o yacimiento entero, son negativos, un punto en el tiempo que define la vida económica del proyecto. Se deberían basar los costos de operación en la misma clase de proyecciones usadas en pronosticar los precios. Los costos de operación deberían incluir únicamente aquellos costos que son incrementales para el proyecto en el cual se

está calculando el límite económico (o sea, solamente aquellos costos de efectivo que realmente se eliminarán si se para la producción del proyecto deberían considerarse en el cálculo de límite económico). Los costos operativos deberían incluir gastos fijos específicos para esa propiedad si estos son costos incrementales reales atribuibles al proyecto y cualquier producción e impuestos sobre la propiedad, pero, para los propósitos de calcular el límite económico, deberían excluir costos de depreciación, abandono, y reclamo, e impuestos a las ganancias, tanto como cualquier gasto fijo por encima de lo requerido para operar la propiedad de interés. Los costos de operación pueden reducirse, y por lo tanto extender la vida del proyecto, a través de una variedad de enfoques de reducción en costos y mejoramiento de los ingresos, tales como compartir instalaciones de producción, combinando contratos de mantenimiento, o las ventas de no-hidrocarburos asociados (ver Componentes No Hidrocarburos Asociados, sección 3.2.4).

Flujos negativos netos interinos de efectivo de un proyecto pueden acomodarse en períodos cortos de precios bajos del producto o problemas operacionales de importancia, siempre y cuando los pronósticos a largo plazo aún indican un aspecto económico positivo.

3.2 Medición de Producción

En general, el producto vendible, como se mide de acuerdo con las especificaciones de entrega en un Punto de Referencia definido, provee la base para las estimaciones de cantidades de producción y recursos. Los siguientes temas de operaciones deberían considerarse en la definición y medición de la producción. Mientras se refiere específicamente a Reservas, la misma lógica se aplica a proyectos con un pronóstico para desarrollar Recursos Contingentes y Prospectivos bajo la condición de su descubrimiento y desarrollo. (Detalles adicionales sobre temas de operaciones que impactan en las estimaciones de recursos pueden encontrarse en las “Pautas Suplementarias 2001”, Capítulo 3.)

3.2.1 Punto de Referencia

Se define Punto de Referencia como locación(es) definida(s) en la cadena de producción donde las cantidades producidas se miden o se evalúan. El Punto de Referencia típicamente es el punto de ventas a terceros o donde se transfiere el custodio a las operaciones aguas abajo de la entidad. La producción de ventas y la estimación de Reservas normalmente se miden y se informan en términos de cantidades que cruzan este punto sobre el período de interés.

El Punto de Referencia puede definirse basado en reglamentos contables relevantes para asegurar que el Punto de Referencia sea igual para la medición de cantidades informadas de ventas y para el tratamiento contable de los ingresos de las ventas. Esto asegura que las cantidades de ventas son declaradas de acuerdo con sus especificaciones de entrega a un precio definido. En proyectos integrados, el precio apropiado en el Punto de Referencia puede requerir una determinación a través del uso de un cálculo de valor neto devuelto.

Las cantidades de ventas son iguales a la producción bruta menos las cantidades no vendidas, siendo aquellas cantidades producidas en boca de pozo pero no disponibles para ventas en el Punto de Referencia. Las cantidades no vendidas incluyen el petróleo que se consume como combustible, es quemado, o es perdido durante el procesamiento, además de no-hidrocarburos que deben ser removidos anterior a su venta; la asignación de cada uno de estos puede determinarse con el uso de Puntos de Referencia separados, pero al combinarse con las ventas, deberían sumar la producción bruta. Las cantidades de ventas pueden necesitar un ajuste para excluir los componentes agregados en el procesamiento, pero no derivados de la producción bruta. Las mediciones de producción bruta son necesarias y forman la base de los cálculos de ingeniería (por ejemplo, análisis de desempeño de la producción) basado en vaciamiento del reservorio total.

3.2.2 Combustible para la Concesión

El combustible para la concesión es aquella porción de gas natural, petróleo crudo, o condensado producida y consumida como combustible en la producción y operaciones de la planta de la concesión.

Para mantener uniformidad, el combustible para la concesión debería tratarse como contracción, y no se incluye en las estimaciones de cantidades de ventas o de recursos. Sin embargo, algunos lineamientos reglamentarios pueden permitir que el combustible de la concesión sea incluido en las estimaciones de reservas donde el mismo reemplaza fuentes alternativas de combustible y/o energía que se compraría en su ausencia. Cuando se lo reclama como Reservas, dichas cantidades de combustible deberían informarse en forma separada de las ventas, y sus valores deben ser incluidos como gasto de operación. El gas y petróleo quemado en antorchas y otras pérdidas son siempre tratados como contracción y no están incluidos en las ventas de los productos ni tampoco las Reservas.

3.2.3 Gas Natural Húmedo o Seco

Las Reservas para gas natural húmedo o seco deberían considerarse en el contexto de las especificaciones del gas en el Punto de Referencia acordado. Por lo tanto, para gas que es sólido como gas húmedo, se informaría el volumen del gas húmedo, y no habría líquidos hidrocarburos asociados o extraídos que se informan de forma separada. Se esperaría que el valor mejorado correspondiente del gas húmedo se reflejara en el precio de ventas logrado por tal gas.

Cuando se extraen líquidos del gas antes de su venta y el gas se vende en condición seca, entonces el volumen de gas seco y los volúmenes líquidos extraídos, sean condensado y/o líquidos de gas natural, deberían contabilizarse separadamente en las evaluaciones de recursos. Cualquier líquido hidrocarburo separado del gas húmedo después del Punto de Referencia acordado no se informaría como Reservas.

3.2.4 Componentes No Hidrocarburos Asociados

En el caso que componentes no-hidrocarburos estén asociados con la producción, las cantidades informadas deberían reflejar las especificaciones acordadas del producto de petróleo en el Punto de Referencia. Correspondientemente, las cuentas reflejarán el valor del producto de petróleo en el Punto de Referencia. Si es requerido remover todos o una porción de los no-hidrocarburos antes de la entrega, las Reservas y la producción deberían reflejar solamente el producto hidrocarburo residual.

Aún si el componente no-hidrocarburo asociado (por ejemplo, helio, azufre) que se remueve antes del Punto de Referencia posteriormente se vende por separado, estas cantidades no son incluidas en la producción de petróleo o Reservas. Los ingresos generados por las ventas de productos no hidrocarburos pueden incluirse en la evaluación económica del proyecto.

3.2.5 Re-Inyección de Gas Natural

Se puede re-inyectar la producción de gas natural en un reservorio por una variedad de motivos y bajo una variedad de condiciones. Se puede re-inyectar en el mismo reservorio o en otros reservorios ubicados en la misma propiedad para procesos de reciclado, mantenimiento de presión, inyección miscible, u otros procesos de recuperación mejorada de petróleo. En dichos casos, suponiendo que el gas eventualmente se producirá y se venderá, el volumen estimado de gas como eventualmente recuperable puede incluirse como Reservas.

Si se incluyen los volúmenes de gas como Reservas, deben satisfacer los criterios normales establecidos en las definiciones incluyendo la existencia de un plan viable de desarrollo, transporte, y ventas. Dichos volúmenes deberían reducirse por pérdidas asociadas con la re-inyección y proceso subsiguiente de recuperación. Los volúmenes inyectados de gas en un reservorio para la eliminación de gas sin un plan comprometido para su recuperación no se clasifican como Reservas. Los volúmenes de gas comprados para inyección y después recuperadas no se clasifican como Reservas.

3.2.6 Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural

El gas natural inyectado en un reservorio de almacenamiento de gas a recuperarse en un período posterior (por ejemplo, para satisfacer períodos de demanda pico) no debería incluirse como Reservas. El gas colocado en un reservorio de almacenamiento puede comprarse o puede originarse de producción previa. Es importante distinguir el gas inyectado de cualquier volumen nativo remanente recuperable en el reservorio. Al comenzar la producción de gas, su asignación entre gas nativo y gas inyectado puede estar sujeta a reglamentos locales y determinaciones contables. La producción de gas nativo se bajaría contra las Reservas originales del yacimiento. La incertidumbre con respecto a los volúmenes originales del yacimiento se queda con el gas nativo del reservorio y no con el gas inyectado.

Puede haber ocasiones, tales como gas adquirido a través de un pago por producción, donde se transfiere el gas de una concesión o yacimiento a otra sin la ocurrencia de una venta o transferencia de custodia. En dichos casos, el gas re-inyectado podría incluirse con el gas nativo del reservorio como Reservas. Los mismos principios relacionados con la separación de recursos nativos de las cantidades inyectadas se aplicarían a almacenamiento subterráneo de petróleo.

3.2.7 Balance de la Producción

Se deben ajustar las estimaciones de Reservas para las extracciones de producción. Esto puede ser un proceso contable complejo cuando la distribución de la producción entre los participantes del proyecto no está alineada con sus derechos a las Reservas. Exceso o falta de producción puede ocurrir en los registros de producción de petróleo debido a la necesidad de los participantes de extraer su producción en tamaños de parcelas o volúmenes de cargo para ajustarse a programas disponibles de despacho como se acuerdan entre las partes. De la misma forma, un des-balance en las entregas de gas puede resultar de participantes con diferentes arreglos de operación o ventas que previenen las ventas de volúmenes de gas iguales a las porciones de derechos dentro de un período dado de tiempo.

Basado en hacer coincidir la producción en las cuentas internas, la producción anual generalmente debería igualarse a las extracciones reales del participante y no a los derechos de producción para ese año. Sin embargo, la producción real y derechos deben reconciliarse en las evaluaciones de Reservas. Los des-balances resultantes deben monitorearse en el tiempo y eventualmente resolverse antes del abandono del proyecto.

3.3 Derechos y Reconocimiento sobre Recursos

Mientras que se llevan a cabo evaluaciones para establecer estimaciones del Petróleo Total Inicialmente In Situ, y aquella porción recuperada por proyectos definidos, la asignación de las cantidades de ventas, costos, e ingresos impacta sobre el proyecto en términos económicos y comerciales. Esta asignación es gobernada por los contratos aplicables entre los dueños de los minerales (arrendatarios) y contratistas (arrendadores) y generalmente se llama “derechos”. Para las empresas cotizadas en bolsa, los reguladores de valores pueden establecer criterios relacionados con las clases y categorías que pueden ser “reconocidas” en declaraciones externas.

Los derechos deben asegurar que los recursos recuperables declarados por los accionistas suman la totalidad de los recursos recuperables; o sea, que no hay falta ni duplicación en el proceso de asignación de porciones. (Las “Pautas Suplementarias 2001”, Capítulo 9, tratan temas de reconocimiento de Reservas bajo acuerdos de producciones compartidas y no tradicionales.)

3.3.1 Regalías

La regalía se refiere a los pagos que se deben hacer al gobierno anfitrión o propietario minero (arrendatario) a cambio de la depleción de los reservorios por el productor (arrendador/contratista) por tener acceso a los recursos de petróleo.

Muchos acuerdos permiten que el arrendador/contratista extraiga los volúmenes de regalía y venderlos de parte del propietario de las regalías, y se proceda al pago al propietario. Algunos acuerdos proveen que la regalía sea tomada solo en su tipo por el propietario de la regalía. En cualquier caso, los volúmenes de regalías deben restarse del derecho del contratista a los recursos. En algunos acuerdos, las regalías que pertenecen al gobierno anfitrión son de hecho tratadas como impuestos a pagar en efectivo. En dichos casos, los volúmenes equivalentes de regalías son controlados por el contratista quien puede (sujeto a pautas reglamentarias) elegir informar estos volúmenes como Reservas y/o Recursos Contingentes con compensaciones apropiadas (aumentos en gastos operativos) para reconocer la responsabilidad financiera de la obligación sobre las regalías.

De otra forma, si una empresa es dueño de una regalía o interés equivalente de cualquier índole en un proyecto, las cantidades relacionadas pueden incluirse en los derechos sobre los Recursos.

3.3.2 Reservas de Contratos de Producción Compartida

Los Contratos de Producción Compartida (PSC) de diferentes índoles reemplazan los sistemas convencionales de impuestos y regalías en muchos países. Bajo los términos de los PSC, los productores tienen un derecho a una porción de la producción. Este derecho, muchas veces llamado “derecho neto” o “interés económico neto” es estimado usando una fórmula basada en los términos del contrato incorporando los costos del proyecto (petróleo que cubre los costos) y ganancias del proyecto (petróleo de ganancias).

Aunque la titularidad de la producción se queda invariablemente con la autoridad gubernamental hasta el punto de exportación del proyecto, los productores pueden tomar título de su porción del derecho neto en ese punto y puede declarar su porción como sus Reservas.

Los Contratos de Servicio a Riesgo (RSC) son similares a PSCs, pero en este caso, los productos reciben un pago en efectivo en lugar de producción. Como con los PSCs, la declaración de Reservas se basa en el interés económico neto de esa parte. Se debe tomar cuidado en distinguir entre un RSC y un “Contrato Puramente de Servicio”. Se pueden declarar las reservas en un RSC sobre la base que los productores quedan expuestos a capitales en riesgo, mientras que no se puede declarar Reservas para Contratos Puramente de Servicio ya que no hay riesgos de mercado y los productores actúan como contratistas.

A diferencia de acuerdos tradicionales de concesiones con regalías, el sistema de recuperación de costos en la producción compartida, servicio a riesgo, y otros contratos relacionados típicamente reducen la

participación en la producción y por lo tanto las Reservas obtenidas por un contratista en períodos de precio alto y aumentan los volúmenes en períodos de precio bajo. Mientras que esto asegura una recuperación de costos, también introduce una volatilidad significativa relacionada con precios en las estimaciones anuales de Reservas bajo casos usando condiciones económicas “actuales”. Bajo un “caso de condiciones pronosticadas” definido, se conoce la relación futura de precio y derechos a Reservas.

El tratamiento de impuestos y los procedimientos contables usados pueden también impactar significativamente sobre las Reservas reconocidas y la producción informada de estos contratos.

3.3.3 Extensiones o Renovaciones de Contratos

A medida que los acuerdos de producción compartida u otras clases de acuerdos se acercan a su madurez, pueden extenderse a través de la negociación de extensiones contractuales, al ejercer las opciones para una extensión, o por otros medios.

No se debería reclamar derecho a aquellos volúmenes que se producirán más allá de la fecha de finalización del acuerdo actual a menos que haya una expectativa razonable que será extendida una extensión, o renovación, o nuevo contrato. Dicha expectativa razonable puede basarse en el tratamiento histórico de acuerdos similares por la jurisdicción que emite las licencias. De otra forma, la producción pronosticada más allá de la finalización del contrato debería clasificarse como Recursos Contingentes con una oportunidad reducida asociada con su comercialización. Además, puede no ser razonable suponer que los términos fiscales en una extensión negociada serán similares a los términos existentes.

Se debería aplicar una lógica similar donde los acuerdos de ventas de gas son requeridos para asegurar mercados adecuados. No se debería reclamar derechos a reservas para aquellas cantidades que serán producidas más allá de aquellas especificadas en el acuerdo actual o con pronósticos razonables a incluirse en acuerdos futuros.

En cualquiera de los casos arriba mencionados, donde no se considera significativo el riesgo de cesación de derechos a producir o la incapacidad en asegurar contratos de gas, los evaluadores pueden elegir incorporar la incertidumbre al categorizar las cantidades a recuperar más allá del contrato actual como Reservas Probables o Posibles.

4.0 Estimando Cantidades Recuperables

Suponiendo que los proyectos han sido clasificados de acuerdo con la madurez del proyecto, la estimación de cantidades recuperables asociadas bajo un proyecto definido y su asignación en las categorías de incertidumbre puede basarse en un o una combinación de procedimientos analíticos. Dichos procedimientos pueden aplicarse usando un enfoque incremental (basado en riesgos) y/o un enfoque de

escenarios; adicionalmente, el método de evaluar incertidumbre relativa en estas estimaciones de cantidades recuperables puede emplear tanto métodos deterministas como probabilísticas.

4.1 Procedimientos Analíticos

Los procedimientos analíticos para estimar las cantidades recuperables entran dentro de tres categorías amplias: (a) analogías, (b) estimaciones volumétricas, y (c) estimaciones basadas en desempeño, que incluyen un balance de materiales, declinación en producción, y otros análisis de desempeño de producción. Se puede usar una simulación de Reservorio en los análisis volumétricos o basados en desempeño. Típicamente se llevan a cabo evaluaciones previas al descubrimiento y tempranas en el pos-descubrimiento con datos análogos de yacimientos y proyectos y estimaciones volumétricas. Después de iniciar la producción, y llegan a ser disponibles caudales de producción e información de presión, se pueden aplicar métodos basados en desempeño. Generalmente, se espera una reducción en el rango de estimaciones EUR a medida que se dispone de más información, pero esto no siempre es el caso.

En cada método de procedimiento, los resultados no son una cantidad simple del petróleo remanente recuperable, sino un rango que refleja las incertidumbres subyacentes en tanto los volúmenes in situ como la eficiencia de recuperación del proyecto aplicado de desarrollo. Al aplicar pautas uniformes (ver Categorización de Recursos, sección 2.2), los evaluadores pueden definir las cantidades remanentes recuperables usando el enfoque incremental o el enfoque de escenario acumulativo. La confianza en los resultados de las evaluaciones normalmente aumenta cuando las estimaciones cuentan con el soporte de más de un procedimiento analítico.

4.1.1 Análogos

Se utilizan análogos ampliamente en la estimación de recursos, en particular en las etapas de exploración y desarrollo, cuando se encuentra limitada la información de mediciones directas. La metodología se basa en la suposición que el reservorio análogo es comparable con el reservorio bajo estudio en términos de las propiedades del reservorio y propiedades fluidos que controlan la recuperación final de petróleo. Al seleccionar análogos apropiados, donde los datos de desempeño en planes comparables de desarrollo (incluyendo clase de pozo, espaciamiento de los pozos, y estimulación) se encuentran disponibles, se puede pronosticar un perfil similar de producción.

Se definen los reservorios análogos por características que incluyen, pero no quedan limitadas a, profundidad aproximada, presión, temperatura, mecanismo de empuje del reservorio, contenido original de fluido, gravedad del fluido del reservorio, tamaño del reservorio, espesor bruto, espesor neto, relación de neto con bruto, litología, heterogeneidad, porosidad, permeabilidad, y plan de desarrollo. Los reservorios análogos son formados por los mismos procesos, o muy similares, en términos de sedimentación, diagénesis, presión, temperatura, historia química y mecánica, y deformación estructural.

Una comparación con diferentes análogos puede mejorar el rango de incertidumbre en las cantidades recuperables estimadas del reservorio bajo estudio. Mientras que los reservorios en la misma área geográfica y de la misma edad típicamente proveen mejores análogos, dicha proximidad solo puede no ser la consideración principal. En todos los casos, los evaluadores deberían documentar las similitudes y diferencias entre el reservorio/proyecto análogo y el bajo estudio. Una revisión del desempeño del reservorio análogo es útil en el aseguramiento de calidad de las evaluaciones de recursos en todas las etapas de desarrollo.

4.1.2 Estimación Volumétrica

Este procedimiento utiliza las propiedades de la roca del reservorio y de los fluidos para calcular los hidrocarburos in situ y después estimar aquella porción que se recuperará con proyectos específicos de desarrollo. Incertidumbres claves que afectan los volúmenes in situ incluyen:

- Geometría del reservorio y límites de trampas que impactan en el volumen bruto de roca.
- Características geológicas que definen la distribución del volumen poral y de permeabilidad.
- La elevación de los contactos de fluido.
- Combinaciones de calidad de reservorio, clases de fluidos, y contactos que controlan las saturaciones de fluido.

El volumen bruto de roca de interés es aquello para el reservorio total. Mientras que la distribución espacial y la calidad del reservorio impactan en la eficiencia de recuperación, el cálculo de petróleo in situ muchas veces utiliza valores promedios de la relación de neto vs. bruto, porosidad, y saturaciones de fluido. En reservorios más heterogéneos, puede ser necesaria una mayor densidad de pozos para evaluar y categorizar los recursos con confianza. Las estimaciones dadas de petróleo in situ, esa porción que puede recuperarse con un conjunto definido de pozos y condiciones de operación, entonces deben calcularse basado en desempeño de yacimientos análogos y/o estudios de simulaciones usando información disponible del reservorio. Se deben hacer suposiciones claves en términos de los mecanismos de empuje del reservorio.

Las estimaciones de cantidades recuperables deben reflejar incertidumbres no solamente en el petróleo in situ sino también en la eficiencia de recuperación de los proyectos de desarrollo aplicados al reservorio específico bajo estudio.

Adicionalmente, se pueden utilizar métodos geo-estadísticos para preservar la información de distribución espacial e incorporar la misma en aplicaciones subsiguientes de simulación de reservorio. Dichos procesos pueden brindar estimaciones mejoradas del rango de cantidades recuperables. La incorporación de análisis

sísmica típicamente mejora los modelos subyacentes de los reservorios y brinda estimaciones más confiables de recursos. [Refiérase a las “Pautas Suplementarias 2001” para una exposición más detallada sobre geo-estadísticos (Capítulo 7) y aplicaciones sísmicas (Capítulo 8)].

4.1.3 Balance de Materiales

Los métodos de balance de materiales para estimar cantidades recuperables involucran el análisis de comportamiento de presión a medida que se extraen los fluidos del reservorio. En situaciones ideales, tales como reservorios con depleción por empuje de gas en rocas de un reservorio homogéneo y de alta permeabilidad y donde se encuentran disponibles datos de presión de alta calidad, cálculos basados en balance de materiales pueden ofrecer estimaciones altamente confiables de la recuperación final a diferentes presiones de abandono. En situaciones complejas, tales como aquellas que involucran la afluencia de agua, compartimentalización, comportamiento multifásico, y reservorios multicapa o de baja permeabilidad, las estimaciones de balance de materiales por si solas pueden brindar resultados erróneos. Los evaluadores deberían tomar cuidados para acomodar la complejidad del reservorio y su respuesta de presión a la depleción en el desarrollo de perfiles de incertidumbre para el proyecto aplicado de recuperación.

Modelos computarizados de reservorios o simulaciones de reservorios pueden considerarse como una forma sofisticada de análisis de balance de materiales. Mientras que dichos modelos pueden ser pronosticadores confiables del comportamiento del reservorio bajo un programa definido de desarrollo, es crítica la confiabilidad de los valores ingresados para las propiedades de las rocas, geometría del reservorio, funciones de permeabilidad relativa y propiedades de los fluidos. Los modelos de predicción son más confiables en la estimación de cantidades recuperables donde existe una historia suficiente de producción para validar el modelo.

4.1.4 Análisis de Desempeño de Producción

Los análisis del cambio en caudales de producción y las relaciones de fluidos de producción vs. tiempo y vs. producción acumulativa a medida que se extraen los fluidos del reservorio brinda información de valor en la predicción de cantidades finales recuperables. En algunos casos, antes de una declinación aparente en caudales de producción, las tendencias en los indicadores de desempeño tales como la relación de gas y petróleo (GOR), la relación de agua y petróleo (WOR), la relación de condensado y gas (CGR), y las presiones de fondo o de flujo pueden extrapolarse a una condición de límite económico para estimar las reservas.

Resultados confiables requieren un período suficiente de condiciones estables de operación después de que los pozos en un reservorio han establecido las áreas de drenaje. En la estimación de cantidades recuperables, los evaluadores deben considerar factores complicados que afectan el comportamiento en el

desempeño de producción, tales como propiedades variables de reservorio y fluidos, flujo transitorio vs. estabilizado, cambios en las condiciones operativas, efectos de interferencia, y mecanismos de depleción. En las etapas tempranas de depleción, puede haber una incertidumbre significativa en tanto el perfil de desempeño final como los factores comerciales que impactan en la tasa de abandono. Dichas incertidumbres deberían reflejarse en la categorización de recursos. Para reservorios muy maduros, el pronóstico de producción futura puede contar con definición suficiente para que la incertidumbre remanente en el perfil técnico no sea significativa; en dichos casos, el escenario de “mejor estimación” 2P también puede usarse para los pronósticos de producción 1P y 3P. Sin embargo, aún puede haber incertidumbres comerciales que impactarán la tasa de abandono, y estos deberían acomodarse en la categorización de recursos.

4.2 Métodos Deterministas y Probabilísticas

Sin importar el procedimiento analítico usado, se pueden preparar estimaciones de recursos usando métodos deterministas o probabilísticas. Una estimación determinista es un escenario discreto dentro de un rango de resultados que podría derivarse con un análisis probabilística.

En el método determinista, se selecciona un valor discreto o serie de valores para cada parámetro basado en la selección por parte del evaluador de los valores que son más apropiados para la categoría correspondiente de recursos. Se deriva un resultado simple de las cantidades recuperables para cada incremento o escenario determinista.

Con el método probabilística, el evaluador define una distribución que representa el rango completo de valores posibles para cada parámetro de entrada. Se puede sacar muestras aleatorias de estas distribuciones (típicamente utilizando un software de una simulación Monte Carlo) para calcular un rango y distribución completos del resultado potencial de los resultados de cantidades recuperables (ver las “Pautas Suplementarias 2001”, Capítulo 5, para una exposición más detallada de los procedimientos de estimaciones probabilísticas de reservas). Se aplica este enfoque la mayoría de las veces a cálculos de recursos volumétricos en las fases tempranas de un proyecto de explotación y desarrollo. Las pautas de Categorización de Recursos incluyen criterios que proveen límites específicos a parámetros asociados con cada categoría. Adicionalmente, el análisis de recursos debe considerar incertidumbres comerciales. Por consiguiente, cuando se usan métodos probabilísticos, pueden ser necesarias restricciones sobre parámetros para asegurar que los resultados no quedan fuera del rango impuesto por las pautas deterministas de categoría y las incertidumbres comerciales.

Se calculan volúmenes deterministas para incrementos discretos y escenarios definidos. Mientras que las estimaciones deterministas pueden contar con niveles de confianza de interpretación amplia, no cuentan con probabilidades asociadas de definición cuantitativa. Sin embargo, los rangos de las pautas de probabilidad establecidos para el método probabilística (ver Rango de Incertidumbre, sección 2.2.1)

influyen en la cantidad de incertidumbre generalmente interpretada en la estimación derivada del método determinista.

Ambos métodos deterministas y probabilísticas pueden usarse en combinación para asegurar que los resultados de los dos métodos son razonables.

4.2.1 Métodos de Agregación

Las cantidades de petróleo y gas generalmente son estimadas y categorizadas de acuerdo con la certeza de recuperación dentro de reservorios individuales o porciones de reservorios; esto se llama una evaluación de “nivel de reservorio”. Estas estimaciones se suman para llegar a las estimaciones para los yacimientos, propiedades, y proyectos. Se aplica una suma adicional para ofrecer totales para áreas, países, y empresas; estos normalmente se llaman “niveles de informar recursos”. La distribución de incertidumbre de las estimaciones individuales en cada uno de estos niveles puede contar con variaciones amplias, de acuerdo con los ambientes geológicos y la madurez de los recursos. Este proceso de sumas acumulativas generalmente se llama “agregación”.

Se pueden aplicar dos métodos generales de agregación: suma aritmética de las estimaciones por categoría y agregación estadística de distribuciones de incertidumbre. Típicamente hay una divergencia significativa en los resultados de aplicar estos métodos alternativos. En la agregación estadística, exceptuando la situación rara cuando todos los reservorios de la agregación son totalmente dependientes, las cantidades P90 (alto grado de certeza) de la agregación son siempre mayores que la suma aritmética de las cantidades de nivel P90 del reservorio, y la agregación de P10 (bajo grado de certeza) es siempre menor que la suma aritmética de las cantidades P10 evaluadas al nivel de reservorio. Este “efecto de cartera” es el resultado del teorema de límite central en el análisis estadística. Note que el valor medio (promedio aritmético) de las sumas es igual a la suma de los medios; o sea, no hay efecto de cartera en el agregado de valores medios.

En la práctica, posiblemente hay un grado importante de dependencia entre los reservorios en el mismo yacimiento, y dichas dependencias deben incorporarse en el cálculo probabilística. Cuando hay dependencia, pero la misma no está tenida en cuenta, la agregación probabilística sobreestimaré el resultado de estimación baja y subestimaré el resultado de estimación alta. (La agregación de Reservas es tratada en el Capítulo 6 de las “Pautas Suplementarias 2001”).

Los métodos de agregación utilizados dependen del propósito del negocio. Se recomienda que, para propósitos de presentar informes, que los resultados de evaluación no deberían incorporar agregación estadística más allá del nivel de yacimiento, propiedad, o proyecto. El informe de resultados más allá de este nivel debería usar sumas aritméticas por categoría pero también debería advertir que la estimación agregada de Comprobadas puede ser muy conservador y que el agregado 3P puede ser muy optimista de

acuerdo con la cantidad de ítems en el agregado. Los agregados de 2P típicamente resultan en un efecto menor sobre la cartera que puede no ser significativo en propiedades maduras donde la mediana estadística se acerca al medio de la distribución resultante.

Diferentes técnicas se encuentran disponibles para agregar los resultados deterministas y/o probabilísticas de una evaluación de un yacimiento, propiedad, o proyecto para los análisis detallados de unidades de negocios o carteras corporativas donde los resultados incorporan los beneficios del tamaño y diversificación de la cartera. Otra vez, agregación debería incorporar grado de dependencia. Donde los análisis subyacentes están disponibles, una comparación de los resultados de agregación aritmética y estadística puede ser de valor en la evaluación del impacto del efecto sobre la cartera. Si se utilizan métodos deterministas o probabilísticas, se debe tomar cuidado en evitar error sistemático en el proceso de estimación.

Se reconoce que el valor monetario asociado con estas recuperaciones depende de los programas de producción y flujo de efectivo para cada proyecto; por lo tanto, las distribuciones agregadas de las cantidades recuperables puede no ser una indicación directa de las distribuciones correspondientes de incertidumbre del valor agregado.

4.2.1.1 Agregación de las Clases de Recursos

Las cantidades de petróleo clasificadas como Reservas, Recursos Contingentes, o Recursos Prospectivos no deberían agregarse entre sí sin debida consideración de las diferencias significativas en los criterios asociados con su clasificación. En particular, puede haber un riesgo significativo que las acumulaciones que contienen Recursos Contingentes y/o Recursos Prospectivos no lograrán una producción comercial.

Donde los riesgos asociados de descubrimiento y comerciabilidad han sido definidos cuantitativamente, se pueden aplicar las técnicas estadísticas para incorporar estimaciones de riesgo de proyectos individuales en el análisis de volumen y valor de la cartera.

Tabla 1: Clases y Subclases de Recursos Recuperables

Clases/ Subclases	Definiciones	Lineamientos
Reservas	Las reservas son esas cantidades de petróleo anticipadas a ser recuperables comercialmente por la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas desde una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas.	<p>Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicados. Las reservas se subdividen de acuerdo con el nivel de certeza asociado a las estimaciones y puede ser sub-clasificado basado en la madurez del proyecto y/o caracterizado por el estado de su desarrollo y producción.</p> <p>Para incluirse en la clase de Reservas, un proyecto debe estar suficientemente definido para establecer la viabilidad económica. Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones internas y externas necesarias están próximas, y hay evidencia de la firme intención de proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable.</p> <p>Un marco de tiempo razonable para la iniciación del desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el alcance del proyecto. Mientras que se recomiendan 5 años como punto de referencia, se puede aplicar un marco de tiempo más largo, por ejemplo, en el desarrollo de proyectos económicos que se postergan por decisión del productor, por entre otras cosas, razones relacionadas al mercado, o para lograr objetivos estratégicos o contractuales. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debería estar bien documentada.</p> <p>Para incluirse en la clase de Reservas, debe haber alta confianza en la productibilidad comercial del reservorio apoyada por la producción real o ensayos de la formación. En ciertos casos, las Reservas pueden ser asignadas en la base de los perfiles de pozos y/o análisis de testigos que indican que el reservorio en cuestión contiene hidrocarburo y es análogo a los reservorios del mismo área que están produciendo o han demostrado la habilidad de producir en los ensayos de formación.</p>
En Producción	El proyecto de desarrollo está actualmente produciendo y vendiendo petróleo al mercado	<p>El criterio clave es que el proyecto está recibiendo entradas de las ventas, y no que el proyecto aprobado de desarrollo esté necesariamente completo. Este es un punto en el que puede decirse que la "oportunidad de comercialización" del proyecto está en 100%.</p> <p>La "puerta de decisión" del proyecto es la decisión de comenzar la producción comercial del proyecto.</p>

Aprobado para Desarrollo	Todas las aprobaciones necesarias han sido obtenidas, se han comprometido los fondos de capital, y la implementación del proyecto de desarrollo está en curso.	<p>En este punto, debe ser cierto que el proyecto de desarrollo sigue. El proyecto no debe estar sujeto a ninguna contingencia tales como aprobaciones reglamentarias extraordinarias o contratos de ventas. Los gastos de capital pronosticados deberían encontrarse incluidos en el presupuesto aprobado de la entidad para el año actual o siguiente.</p> <p>La "puerta de decisión" para el proyecto es la decisión de empezar a invertir capital en la construcción de instalaciones de producción y/o pozos de desarrollo.</p>
Justificado para Desarrollo	La implementación del proyecto de desarrollo es justificado sobre la base de las condiciones comerciales razonables pronosticadas en el momento de informar, y que hay expectativas razonables que todas las aprobaciones/contratos necesarios serán obtenidos.	<p>Para poder moverse a este nivel de madurez de proyecto, y por lo tanto tener reservas asociadas a este, el proyecto de desarrollo debe ser comercialmente viable al momento de informarlo, basado en las suposiciones informadas de la entidad de los precios futuros, costos, etc. ("caso de pronóstico") y las circunstancias específicas del proyecto. La evidencia de una firme intención a proceder con desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable será suficiente para demostrar comercialidad. Debería haber un plan de desarrollo en suficiente detalles para apoyar la evaluación de comercialidad y la expectativa razonable que estará lista cualquier aprobación reglamentaria o contratos de ventas necesarios antes de la implementación del proyecto. Aparte de dichas aprobaciones/contratos, no debería haber contingencias conocidas que pudieran excluir el avance del desarrollo dentro del marco de tiempo razonable (ver la clase Reservas).</p> <p>La "puerta de decisión" del proyecto es la decisión de la entidad informante y de sus socios, si los hubiera, de que el proyecto ha llegado a un nivel de madurez técnica y comercial suficiente para justificar proceder con el desarrollo en ese momento.</p>
Recursos Contingentes	Aquellas cantidades de petróleo estimadas, de una fecha dada, a ser recuperadas potencialmente de las acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo, pero no son consideradas actualmente como comercialmente recuperables debido a una o más contingencias.	Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, los proyectos para los que no hay mercados viables actualmente, o en los que la recuperación comercial depende de una tecnología aún en desarrollo, o en la que la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar en forma clara la comercialidad. Los Recursos Contingentes están categorizados de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y puede ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

Desarrollo Pendiente	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto continúan para justificar desarrollo comercial en un futuro previsible.	<p>Se cree que el proyecto tiene potencial razonable para el desarrollo comercial eventual, al punto en que más adquisición de datos (ejemplo: perforación, datos sísmicos) y/o las evaluaciones están actualmente en curso con vistas a confirmar que el proyecto es viable comercialmente y proveyendo la base para la selección de un plan de desarrollo apropiado. Las contingencias críticas han sido identificadas y se espera resolverlas en forma razonable dentro de un marco de tiempo razonable. Note que los resultados desalentadores de la evaluación podrían llevar a la reclasificación del proyecto a estado de "En Espera" o "No Viable".</p> <p>La "puerta de decisión" del proyecto es la decisión de asumir la adquisición adicional de datos y/o estudios diseñados para mover el proyecto a un nivel de madurez técnico y comercial en el que una decisión puede tomarse para proceder con el desarrollo y la producción.</p>
Desarrollo Clarificado o En Espera	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto están en espera y/o en la que la justificación como desarrollo comercial puede estar sujeta a retraso significativo.	<p>Se cree que el proyecto tiene potencial para desarrollo comercial eventual, pero mayores actividades de evaluación están en espera con la remoción pendiente de contingencias significativas externas al proyecto, o se requieren actividades sustanciales adicionales de evaluación para clarificar el potencial para desarrollo comercial eventual. El desarrollo puede estar sujeto a un retraso significativo de tiempo. Note que un cambio en las circunstancias, tal como que ya no hay una expectativa razonable de que se remueva una contingencia crítica en el futuro inmediato, por ejemplo, podría llevar a una reclasificación del proyecto a un estado de "No Viable".</p> <p>La "puerta de decisión" del proyecto es la decisión de proceder con la evaluación adicional diseñada para clarificar el potencial del desarrollo comercial eventual o suspender temporariamente o retrasar actividades adicionales pendiente la resolución de las contingencias eternas.</p>
Desarrollo No Viable	Una acumulación descubierta para la que no hay planes actuales de desarrollar o adquirir datos adicionales en el momento debido al potencial limitado de producción.	<p>No se cree que el proyecto tenga potencial para desarrollo comercial eventual al momento de informar, pero las cantidades recuperables en teoría están registradas en el evento de mayor cambio en las condiciones de tecnología o comerciales.</p> <p>La "puerta de decisión" del proyecto es la decisión de no asumir la adquisición adicional de datos o estudios en el proyecto para el futuro inmediato.</p>

Recursos Prospectivos	Aquellas cantidades de petróleo que son estimadas, en una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.	Las acumulaciones potenciales se evalúan de acuerdo con su oportunidad de descubrimiento y, suponiendo un descubrimiento, las cantidades estimadas que serían recuperables bajo los proyectos definidos de desarrollo. Se reconoce que los programas de desarrollo serán de significativamente menos detalle y dependerán más de los desarrollos analógicos en las fases más tempranas de exploración.
Prospecto	Un proyecto asociado con una acumulación potencial que es suficientemente bien definida para representar un objetivo viable de perforación.	Las actividades de proyecto están focalizadas en evaluar la oportunidad de descubrimiento y, suponiendo el descubrimiento, el rango de cantidades potenciales recuperables bajo un programa de desarrollo comercial.
Pista	Un proyecto asociado a una acumulación potencial que actualmente está definida levemente y requiere más adquisición de datos y/o evaluación para ser clasificada como un prospecto.	Las actividades de proyecto se focalizan en adquirir datos adicionales y/o asumir más evaluación diseñada para confirmar si la pista puede ser madurada en un prospecto. Dicha evaluación incluye la evaluación de la oportunidad de descubrimiento y, suponiendo el descubrimiento, el rango de recuperación potencial bajo escenarios factibles de desarrollo.
Objetivo de Prospección	Un proyecto asociado con la tendencia prospectiva de prospectos potenciales, pero que requiere más adquisición de datos y/o evaluación para definir pistas o prospectos específicos.	Las actividades de proyecto se focalizan en adquirir datos adicionales y/o asumir más evaluación diseñada para definir pistas o prospectos específicos para análisis más detallado de su oportunidad de descubrimiento, y, suponiendo el descubrimiento, el rango de recuperación potencial bajo escenarios hipotéticos de desarrollo.

Tabla 2: Definición y Lineamientos del Estado de Reservas

Estado	Definiciones	Lineamientos
Reservas Desarrolladas	Las reservas desarrolladas son cantidades que se espera recuperar de los pozos e instalaciones existentes.	Se consideran las Reservas como desarrollas sólo después de que ha sido instalado el equipamiento necesario, o cuando los costos para lograrlo son relativamente menores a los del costo de un pozo. Cuando las instalaciones que se necesitan no están disponibles, puede ser necesario reclasificar las Reservas Desarrolladas como No Desarrolladas. Las Reservas Desarrolladas pueden ser sub-clasificadas como Produciendo o No Produciendo.
Reservas Desarrolladas en Producción	Se espera que las Reservas Desarrolladas en Producción sean recuperadas de los intervalos de terminación que están abiertas y produciendo en el momento de la estimación.	Se considera que las reservas de recuperación mejorada están produciendo sólo después de que el proyecto de recuperación mejorado está en operación.
Reservas Desarrolladas No en Producción	Las reservas desarrolladas no en producción incluyen reservas de pozos cerrados y detrás de la cañería.	Se espera que las reservas de pozos cerrados sean recuperadas de (1) intervalos de terminación que están abiertos en el momento de la estimación pero que no empezaron todavía a producir, (2) pozos que se cerraron para condiciones del mercado o conexiones de ductos, o (3) pozos que no son capaces de producir por razones mecánicas. Se espera que las reservas detrás de la cañería sean recuperadas de las zonas en pozos existentes que requerirán trabajo de terminación adicional o re-terminación futura antes de comenzar la producción. En todos los casos, la producción puede iniciarse o restaurarse con gastos relativamente bajos comparados con el costo de perforar un nuevo pozo.
Reservas No Desarrolladas	Las reservas no desarrolladas son cantidades que se espera recuperar en inversiones futuras:	(1) de nuevos pozos en lugares no perforados en acumulaciones conocidas, (2) de ahondar pozos existentes a un diferente (pero conocido) reservorio, (3) de pozos infill que incrementarán la recuperación, o (4) en casos en los que se requiere un gasto relativamente grande (ejemplo: cuando se compara el costo de perforación de un nuevo pozo) para (a) re-terminar un pozo existente o (b) montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

Tabla 3: Definiciones y Lineamientos de Categorías de Reservas

Categoría	Definiciones	Lineamientos
Reservas Comprobadas	<p>Las Reservas Comprobadas son esas cantidades de petróleo que, por el análisis de datos de geociencia e ingeniería, pueden ser estimados con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de los reservorios conocidos y bajo condiciones definidas en términos económicos, métodos operativos y reglamentaciones del gobierno.</p>	<p>Si se usan los métodos deterministas, el término certeza razonable intenta expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se usan los métodos probabilísticos, debería haber al menos un 90% de probabilidad que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán las estimaciones.</p> <p>El área del reservorio considerado como Comprobado incluye (1) el área delineada por la perforación y definida por los contactos de fluido, si los hubiera, y (2) porciones no perforadas adyacentes del reservorio que pueden ser razonablemente juzgadas como contiguas y comercialmente productivas en base a los datos de geociencia e ingeniería disponibles.</p> <p>En ausencia de datos de contactos de fluidos, las cantidades Comprobadas en el reservorio están limitadas por el hidrocarburo más bajo conocido (LKH-Lowest Known Hydrocarbon) como se ve en una penetración del pozo a menos que se indique de otra manera por los datos definitivos de geociencia, ingeniería o rendimiento. Dicha información definitiva puede incluir análisis de gradiente de presión e indicadores sísmicos. Los datos sísmicos por sí solos pueden no ser suficientes para definir los contactos de fluidos para reservas Comprobadas (ver "Pautas Suplementarios 2001", Capítulo 8).</p> <p>Las reservas en locaciones no desarrolladas pueden clasificarse como Comprobadas siempre que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las locaciones estén en áreas no perforadas del reservorio que puedan juzgarse con seguridad razonable que son comercialmente productivas. • Las interpretaciones de los datos de geociencia e ingeniería disponibles indican con seguridad razonable que la formación del objetivo es lateralmente continua con locaciones Comprobadas perforadas. <p>Para las Reservas Comprobadas, la eficiencia de recuperación aplicada a estos reservorios debería definirse basado en un rango de posibilidades respaldadas por análogos y criterios sólidos de ingeniería considerando las características del área Comprobada y el programa de desarrollo aplicado.</p>

Reservas Probables	Las reservas probables son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencia e ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Comprobadas pero más certeros de recuperar que las Reservas Posibles.	<p>Es igualmente posible que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores que o menores que la suma de las Reservas Comprobadas estimadas más las Probables (2P). En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debería haber al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades recuperadas reales igualarán o excederán la estimación 2P.</p> <p>Las Reservas Probables pueden asignarse a áreas de un reservorio adyacente a Comprobadas en las que el control de datos o interpretaciones de los datos disponibles son menos certeros. La continuidad del reservorio interpretado puede no reunir los criterios de certeza razonable.</p> <p>Las estimaciones Probables también incluyen recuperaciones incrementales asociadas con las eficiencias de recuperación de proyecto más allá del asumido para las Comprobadas.</p>
Reservas Posibles	Las reservas posibles son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencia e ingeniería sugiere que son menos posibles de recuperar que las Reservas Probables.	<p>La cantidad total recuperada al final del proyecto tiene una baja probabilidad de exceder la suma de las Comprobadas más las Probables más las Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. Cuando se usan los métodos probabilísticos, debería haber al menos un 10% de probabilidad que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de las 3P.</p> <p>Las Reservas Posibles pueden asignarse a áreas de un reservorio adyacente a las Probables en las que el control de datos e interpretaciones de los datos disponibles son progresivamente menos certeros. A menudo, esto puede ser en áreas en las que los datos de geociencia e ingeniería no pueden definir claramente los límites aéreas y verticales del reservorio de producción comercial del reservorio por un proyecto definido.</p> <p>Las estimaciones Posibles también incluyen cantidades incrementales asociadas con las eficiencias de recuperación de proyecto más allá del asumido para las probables.</p>

Reservas Probables y Posibles	(Ver más arriba los criterios separados para las Reservas Probables y Reservas Posibles)	<p>Las estimaciones 2P y 3P pueden estar basadas en las interpretaciones alternativas razonables técnicas y comerciales dentro del reservorio y/o proyecto sujeto que están claramente documentados, incluyendo comparaciones con los resultados en proyectos exitosos similares.</p> <p>En acumulaciones convencionales, las Reservas Probables y/o Posibles pueden asignarse cuando los datos de geociencia e ingeniería identifican porciones directamente adyacentes de un reservorio dentro de la misma acumulación que puede estar separada de las áreas Comprobadas por fallas menores u otras discontinuidades geológicas y no han sido penetradas por un pozo pero son interpretadas como en comunicación con el reservorio conocido (Comprobado). Las Reservas Probables o Posibles pueden asignarse a áreas que son estructuralmente más altas que el área Comprobada. Las Reservas Posibles (y en algunos casos Probables) pueden asignarse a áreas que son estructuralmente más bajas que el área adyacente Comprobada o 2P.</p> <p>Se debe actuar con precaución al asignar Reservas a reservorios adyacentes aislados por fallas mayores, potencialmente selladoras hasta que este reservorio sea penetrado y evaluado como comercialmente productivo. La justificación de asignar Reservas en tales casos debería estar claramente documentada. Las Reservas no deberían asignarse a áreas que están claramente separadas de una acumulación conocida por un reservorio no productivo (o sea, ausencia de reservorio, reservorio estructuralmente bajo, o resultados negativos de ensayos); dichas áreas pueden contener Recursos Prospectivos.</p> <p>En las acumulaciones convencionales, en las que la perforación ha definido una elevación más alta conocida de petróleo (HKO) y existe el potencial para un casquete de gas asociado, las Reservas de petróleo Comprobadas sólo deberían ser asignadas en porciones más altas estructuralmente del reservorio si hay certeza razonable de que dichas porciones están inicialmente por encima de la presión de punto de burbuja basada en los análisis de ingeniería documentados. Las porciones del Reservorio que no llegan a esta certeza pueden ser asignadas como petróleo y/o gas Probable y Posible basado en las propiedades del fluido del reservorio y las interpretaciones del gradiente de presión.</p>
-------------------------------	--	--

Apéndice A: Glosario de Términos Usados en Evaluaciones de Recursos

Originalmente publicado en Enero del 2005, el Glosario SPE/WP/AAPG ha sido revisado para alinearse con el documento del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de SPE/WP/AAPG/SPEE del año 2007. Este glosario brinda definiciones de alto nivel del uso de términos en evaluaciones de recursos. Se hacen referencia a las secciones y/o capítulos en los documentos del 2007 y/o 2001 cuando es apropiado para mostrar mejor el uso de los términos seleccionados en contexto.

TÉRMINO	Referencia	DEFINICIÓN
1C	2007-2.2.2	Denota escenario de estimación baja de los Recursos Contingentes.
1P	2007-2.2.2	Tomado como equivalente a las Reservas Comprobadas; denota escenario de estimación baja de las Reservas.
2C	2007-2.2.2	Denota escenario de mejor estimación de los Recursos Contingentes.
2P	2007-2.2.2	Tomado como equivalente a la suma de las Reservas Comprobadas más las Reservas Probables; denota el escenario de mejor estimación de las Reservas.
3C	2007-2.2.2	Denota escenario de estimación alta de los Recursos Contingentes.
3P	2007-2.2.2	Tomado como equivalente a la suma de las Reservas Comprobadas más las Reservas Posibles; denota escenario de estimación alta de las Reservas.

Abandono de Pozos (Well Abandonment)		El taponeo permanente de un pozo seco, un pozo inyector, un pozo de exploración, o un pozo que no produce más petróleo o no es capaz de producir petróleo en forma rentable. Varios pasos están involucrados en el abandono de un pozo: permiso para abandono y requerimientos de procedimientos son asegurados de agencias oficiales; se remueve y se recupera el casing si es posible; y uno o más tapones de cemento y/o se coloca lodo en el pozo para prevenir la migración de fluidos entre las diferentes formaciones penetradas por el pozo. En algunos casos, los pozos pueden ser abandonados temporariamente cuando se suspenden las operaciones por períodos extendidos con futuras conversiones pendientes a otras aplicaciones tales como monitoreo del reservorio, recuperación mejorada, etc.
Acuerdo de Préstamo (Loan Agreement)	2001 – 9.6.5	Un acuerdo de préstamo es típicamente usado por un banco, otro inversionista, o socio para financiar todas o parte de un proyecto de petróleo y gas. La compensación para adelantos de fondos es limitada a una tasa de interés específica.
Acuerdo de Recompra (Buy Back Agreement)		Un acuerdo entre el gobierno anfitrión y un contratista bajo el cual el anfitrión paga al contratista un precio acordado por todos los volúmenes de hidrocarburos producidos por el contratista. El mecanismo de precios le provee típicamente al contratista una oportunidad para recuperar la inversión a un nivel acordado de ganancia.
Acumulación (Accumulation)	2001-2.3	Un cuerpo individual de petróleo de ocurrencia natural en un reservorio.

Acumulación Conocida (Known Accumulation)	2007 – 2.1.1 2001 – 2.2	Una acumulación es un cuerpo individual de petróleo in situ. El requerimiento clave para considerar a una acumulación como “conocida” y a partir de ahí conteniendo Reservas o Recursos Contingentes, es que debe haber sido descubierta, eso es decir, penetrada por un pozo que ha establecido por ensayo, muestreo, o perfilaje la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos recuperables.
Acumulación Individual (Pool)		Una acumulación individual y separada de petróleo en un reservorio.
Agregación (Aggregation)	2007-3.5.1 2001-6	El proceso de sumar las estimaciones de nivel del reservorio (o proyecto) de las cantidades de recursos a niveles más altos o combinaciones tales como totales de yacimiento, país, o compañía. La sumatoria aritmética de las categorías incrementales puede llevar a resultados diferentes de la agregación probabilística de distribuciones.
Aprobado para Desarrollo (Approved for Development)	2007-Tabla I	Todas las aprobaciones necesarias han sido obtenidas, se han comprometido los fondos de capital, y la implementación del proyecto de desarrollo está en curso.
Arcillas Petrolíferas (Oil Shales)	2007 – 2.4	La arcilla, limonita y depósitos de marga altamente saturados de kerógeno. Si se extrae a través de minería o en procesos in situ, el material debe ser extensivamente procesado para lograr un producto de mercado (petróleo crudo sintético)
Arenas Petrolíferas (Oil Sands)		Los depósitos de arenas altamente saturadas con betún natural. También llamados “Arena Bituminosa (Tar Sands)”. Notar que en los depósitos tales como las arenas petrolíferas del oeste de Canadá, las cantidades significativas de betún natural pueden presentarse en un rango de litologías incluyendo limonita y carbonato.
Asignación de la Cuota de Producción (Prorationing)		La asignación de producción entre los reservorios y pozos o asignación de capacidad de un ducto entre los despachantes, etc.
Assessment (Assessment)	2007-1.2	Ver Evaluación

Balance del Gas (Gas Balance)	2007 – 3.2.7 2001 – 3.10	En las operaciones de producción de gas que involucran a múltiples propietarios con interés económico, puede ocurrir un desbalance en la entrega de gas. Estos desbalances deben ser monitoreados a lo largo del tiempo y eventualmente balancearlos de acuerdo con los procedimientos contables aceptables.
Barriles de Petróleo Equivalente (Barrels of Oil Equivalent (BOE))	2001-3.7	Ver Petróleo Crudo Equivalente
Betún (Bitumen)	2007 – 2.4	Ver Betún Natural
Betún Natural (Natural Bitumen)	2007 – 2.4	El betún natural es la porción de petróleo que existe en la fase semisólida o sólida en depósitos naturales. En su estado natural, generalmente contiene azufre, metales y otros no hidrocarburos. El betún natural tiene una viscosidad mayor que 10.000 milliPascales por segundo (mPa.s) (o centipoises) medidos a temperatura original en la presión del depósito y atmosférica, sobre una base de gas libre. En su estado viscoso natural, no es normalmente recuperable a caudales comerciales a través de un pozo y requiere la implementación de métodos de recuperación mejorados tales como inyección de vapor. El betún natural generalmente necesita ser mejorado antes de la refinería normal. (También llamado Betún Crudo).
Caso Constante (Constant Case)	2007 – 3.1.1	Modificador aplicado a las estimaciones de los recursos y flujos asociados de efectivo del proyecto cuando dichas estimaciones están basadas en esas condiciones (incluyendo costos y precios de productos) que son fijados en un punto definido de tiempo (o promedio de período) y se aplica sin cambio a través de la vida del proyecto, fuera de los permitidos contractualmente. En otras palabras, no se hacen ajustes de inflación o deflación a los costos o los ingresos sobre el período de evaluación.

Caso de Pronóstico (Forecast Case)	2007 – 3.1.1	Modificador aplicado a las estimaciones de recursos de proyecto y flujo asociado de efectivo cuando dichas estimaciones están basadas en aquellas condiciones (incluyendo costos y programas de precio de producto) pronosticadas por el evaluador que existe razonablemente a través de la vida del proyecto. Los ajustes de inflación o deflación se hacen a los costos e ingresos durante el periodo de evaluación.
Categorías de los Recursos (Resources Categories)	2007 – 2.2 y Tabla 3	Las subdivisiones de las estimaciones de recursos a recuperar por un proyecto(s) para indicar los grados asociados de incertidumbre. Las categorías reflejan las incertidumbres en el petróleo total remanente dentro de la acumulación (recursos in situ), esa porción de petróleo in situ que puede ser recuperada aplicando un proyecto o proyectos de desarrollo definido, y las variaciones en las condiciones que pueden impactar el desarrollo comercial (ejemplo: disponibilidad de mercado, cambios contractuales)
Certeza Razonable (Reasonable Certainty)	2007 – 2.2.2	Si se usan los métodos deterministas para estimar las cantidades de recursos recuperables, entonces la certeza razonable intenta expresar un alto grado de confianza que las cantidades estimadas serán recuperadas.
Clases de Recursos (Resources Classes)	2007 – 1.1, 2.1 y Tabla 1	Las subdivisiones de recursos que indican la madurez relativa de los proyectos de desarrollo que están siendo aplicados para dar las estimaciones de cantidad recuperable. La madurez del proyecto puede ser indicada cualitativamente por la asignación de las clases y subclases y/o cuantitativamente asociando una oportunidad estimada del proyecto para llegar al estado de producción.

Combustible de la Concesión (Lease Fuel)	2007 – 3.2.2	El petróleo y/o gas usado para las operaciones de la planta de procesamiento. Para mantener uniformidad, las cantidades consumidas como combustible de la concesión deberían tratarse como contracción. Sin embargo, los lineamientos reglamentarios pueden permitir que el combustible de la concesión sea incluido en las estimaciones de reservas. Cuando se lo reclama como reservas, dichas cantidades de combustible deberían informarse en forma separada de las ventas, y sus valores deben ser incluidos como gasto de operación.
Comercial (Comercial)	2007 – 2.1.2 y Tabla 1	Cuando un proyecto es comercial, esto implica que se dan las condiciones esenciales sociales, ambientales, y económicas, incluyendo las condiciones políticas, legales, reglamentarias, y contractuales. Además, un proyecto es comercial si el grado de compromiso es tal que se espera que la acumulación se desarrolle y entre en producción dentro de un encuadre de tiempo razonable. Mientras se recomiendan 5 años como punto de referencia, se puede aplicar un encuadre de tiempo más prolongado en el que por ejemplo, el desarrollo de proyectos económicos sea diferido a la opción del productor por, entre otras cosas, razones relacionadas con el mercado, o para lograr objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debería estar claramente documentada.

Concesión (Concession)	2001 – 9.6.1	Un permiso de acceso para un área definida y un período de tiempo que transfiere ciertos derechos a producir hidrocarburos del país anfitrión a una empresa. La empresa generalmente es responsable de la exploración, desarrollo, producción, y venta de los hidrocarburos que se puedan descubrir. Típicamente otorgado bajo un sistema fiscal de legislación en el que el país anfitrión cobra impuestos, tarifas y a veces regalías de las ganancias.
Condensado (Condensate)	2001 – 3.2	Los condensados son una mezcla de hidrocarburos (mayormente pentanos y más pesados) que existen en la fase gaseosa a temperatura y presión original del reservorio, pero cuando se producen, están en la fase líquida a condiciones de presión y temperatura de la superficie. El condensado difiere de los líquidos de gas natural (NGL) en dos aspectos: (1) El NGL es extraído y recuperado en las plantas de gas en vez de separadores de concesión u otras instalaciones de concesión; y (2) El NGL incluye hidrocarburos muy livianos (etano, propano, butanos) así como también los pentanos+ que son los componentes principales del condensado.
Condensado de la Concesión (Lease Condensate)		El Condensado de la Concesión es el condensado recuperado del gas natural producido en los separadores de gas/líquido o instalaciones de campo.
Condiciones (Conditions)	2007 – 3.1	Los factores económicos, de marketing, legales, de medio ambiente, sociales y gubernamentales que se pronostican que existen e impactan al proyecto durante el período de tiempo en que se evalúa (también llamado Contingencias).

Condiciones Económicas Actuales (Current Economic Conditions)	2007 – 3.1.1	El establecimiento de condiciones económicas actuales debería incluir precios históricos relevantes de petróleo y costos asociados y puede involucrar un período promedio definido. Los lineamientos de SPE recomiendan que el promedio de costos y precios histórico de 1 año debería ser usado como una base por defecto de las estimaciones de recursos en “casos constantes” y flujos asociados de efectivo del proyecto.
Contactos de Fluido (Fluid Contacts)	2007 – 2.2.2	La superficie o interfase de un reservorio separando dos regiones caracterizadas por diferencias predominantes en las saturaciones de fluidos. Debido a la capilaridad y otros fenómenos, el cambio de saturación de fluido no es necesariamente abrupto o completo, tampoco la superficie es necesariamente horizontal.
Contingencia (Contingency)	2007 – 3.1 y Tabla 1	Ver Condiciones
Contrato de Compartir Ingresos (Revenue-Sharing Contract)	2001 – 9.6.3	Los contratos de compartir ingresos son muy similares a los contratos de compartir producción descritos anteriormente, con la excepción del pago del contratista. Con estos contratos, el contratista generalmente recibe una participación definida de ingresos en vez de una porción de la producción.
Contrato de Compartir Producción (Production-Sharing Contract)	2007 – 3.3.2 2001 – 9.6.2	En un contrato de compartir producción entre el contratista y un gobierno anfitrión, el contratista normalmente enfrenta todos los riesgos y costos de exploración, desarrollo y producción. A cambio, si la exploración es exitosa, se le da la oportunidad al contratista de recuperar la inversión incurrida de la producción, sujeta a límites y términos específicos. La propiedad la retiene el gobierno; sin embargo, el contratista recibe normalmente título a la porción prescripta de los volúmenes a medida que se producen.

Contrato de Servicio a Riesgo (Risked-Service Contract)	2007 – 3.3.2 2001 – 9.7.4	Estos acuerdos son muy similares a los acuerdos de compartir producción con la excepción del pago del contratista, pero el riesgo es enfrentado por el contratista. Con un contrato de servicio a riesgo, el contratista generalmente recibe una participación definida de ingresos en vez de una participación en la producción.
Contrato Puramente de Servicio (Pure-Service Contract)	2001 – 9.7.5	Un contrato puramente de servicio es un acuerdo entre el contratista y el gobierno anfitrión que normalmente cubre un servicio técnico definido a ser provisto o completado durante un período de tiempo específico. La inversión de la compañía de servicio está normalmente limitada al valor del equipamiento, herramientas, y gastos para el personal usado para desarrollar el servicio. En la mayoría de los casos, el reintegro al contratista de servicio es fijado en los términos del contrato con poca exposición al rendimiento del proyecto o a factores de mercado.
Contratos de Compra (Purchase Contracts)	2001 – 9.6.8	Un contrato para comprar petróleo y gas provee el derecho a comprar un volumen específico de producción a un precio acordado por un término definido.
Depósito (Deposit)	2007 – 2.4	Material que se deposita por proceso natural. En evaluaciones de recursos, esto identifica una acumulación de hidrocarburos en un reservorio (ver Acumulación).
Depósito de Tipo Continuo (Continuos Type Deposit)	2007 – 2.4 2001 – 2.3	Una acumulación de petróleo que está presente en un área grande en la que no se encuentra afectada significativamente por las influencias hidrodinámicas. Dichas acumulaciones están incluidas en Recursos No Convencionales. Ejemplos de dichos depósitos incluyen acumulaciones de gas "centrado en la cuenca", gas de arcilla, hidratos de gas, betún natural y arcilla de petróleo.

Derecho (Entitlement)	2007 – 3.3	Esa porción de producción futura (y por lo tanto recursos) que se acumula legalmente a un arrendatario o contratista bajo los términos del contrato de desarrollo y producción con el arrendador.
Desarrollo No Claro o en Espera (Development Unclassified or on Hold)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto están en espera y/o en la que la justificación como desarrollo comercial puede estar sujeta a retraso significativo. Una sub-clase de madurez de proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Desarrollo No Viable (Development Not Viable)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	Una acumulación descubierta para la cual no hay planes actuales para desarrollar o adquirir datos adicionales en el momento debido a un potencial de producción limitado. Una sub-clase de madurez de proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Desarrollo Pendiente (Development Pending)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto son continuas para justificar el desarrollo comercial en un futuro previsible. Una sub-clase de madurez de proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Descubierto (Discovered)	2007 – 2.1.1	Un descubrimiento de una acumulación de petróleo, o varias acumulaciones de petróleo colectivamente, por las cuales uno o varios pozos exploratorios han establecido a través de ensayos, muestras y/o perfilajes la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente movibles. En este contexto, “significativo” implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo que justifica la estimación del volumen in situ demostrado por el/los pozo/s y para la evaluación del potencial para la recuperación económica (Ver también Acumulaciones Conocidas)

División de Ganancias (Profit Split)	2001 – 9.6.2	Bajo un acuerdo típico de compartir producción, el contratista es responsable del desarrollo del campo y todos los gastos de exploración y desarrollo. A cambio, el contratista tiene derecho a una porción del gas o petróleo remanente de ganancia. El contratista recibe pago en producción de gas o petróleo y es expuesto a riesgos técnicos y de mercado.
Económicamente Comprobado (Proved Economic)	2007 – 3.1.1	En muchos casos, los informes externos de reglamentaciones y/o financiamiento requiere que, aún si solo la estimación de las reservas comprobadas para el proyecto es la realmente recuperada, el proyecto aún llegará a reunir criterios económicos mínimos; el proyecto entonces se llama "económicamente comprobado".
Económico (Economic)	2007 – 3.1.2 2001 – 4.3	En lo relacionado a las reservas y recursos de petróleo, "económico" se refiere a la situación en la cual el ingreso de una operación excede los gastos involucrados en o atribuidos a, esa operación.
Eficiencia de Recuperación (Recovery Efficiency)	2007 – 2.2	Una expresión numérica de la porción de las cantidades de petróleo in situ estimadas a ser recuperables por procesos específicos o proyectos, a menudo representado como un porcentaje.
En Producción (On Production)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	El proyecto de desarrollo está actualmente produciendo y vendiendo petróleo al mercado. La subclase de la madurez/estado del proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Ensayo de Producción (Flow Test)	2007 – 2.1.1	Una operación en un pozo diseñado para demostrar la existencia de petróleo movable en un reservorio estableciendo el flujo a la superficie y/o para proveer una indicación de la productividad potencial de ese reservorio (tal como ensayo de formación con wireline).

Entidad (Entity)	2007 – 3.0	Una entidad es una figura legal capaz de hacer frente a derechos y obligaciones legales. En las evaluaciones de recursos esto típicamente se refiere al arrendatario o contratista, que es una forma de corporación legal (o consorcio de corporaciones). En un sentido más amplio, una entidad puede ser una organización de cualquier forma y puede incluir gobiernos o sus agencias.
Estimación Alta (High Estimate)	2007 – 2.2.2 2001 – 2.5	En relación a la caracterización de recursos, esto se considera estimación optimista de la cantidad que en realidad se recuperará de la acumulación por un proyecto. Si se usan los métodos probabilísticos, debería al menos haber una probabilidad de 10% (P10) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación alta.
Estimación Baja (Low Estimate)	2007 – 2.2.2 2001 – 2.5	En relación a la categorización de recursos, esta se considera una estimación conservadora de la cantidad que en realidad se recuperará de la acumulación por un proyecto. Si se usan los métodos probabilísticos, debería haber al menos un 90% de probabilidad (P90) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación baja.
Estimación Determinista (Deterministic Estimate)	2007 – 3.5	El método de estimación de Reservas o Recursos se la denomina determinista si una estimación discreta se hace basada en geociencia, ingeniería y datos económicos conocidos.
Estimación Probabilística (Probabilistic Estimate)	2007 – 3.5	El método de estimación de Recursos se llama probabilística cuando datos conocidos de geociencia, ingeniería y económicos se usan para generar un rango continuo de estimaciones y sus probabilidades asociadas.

Estimaciones Bajas/Mejores/Altas (Low/Best/High Estimates)	2007 – 2.2.1, 2.2.2	El rango de incertidumbre refleja un rango razonable de volúmenes potencialmente recuperables estimados a grados variables de incertidumbre (usando un método de escenario acumulativo) para una acumulación individual o un proyecto.
Estocástico (Stochastic)	2001- 5	Adjetivo que define un proceso que involucra o contiene una variable aleatoria o variable o que involucra oportunidad o probabilidad tales como una estimulación estocástica.
Evaluación (Evaluation)	2007 – 3.0	Las geociencias, la ingeniería y estudios asociados, incluyendo análisis económicos, llevados a cabo en un proyecto de exploración, desarrollo y producción de petróleo resultante en estimaciones de las cantidades que pueden ser recuperadas y vendidas y el flujo asociado de efectivo bajo las condiciones futuras definidas. Los proyectos se clasifican y las estimaciones de las cantidades derivadas se categorizan de acuerdo a los lineamientos aplicables. (También llamado Assessment)
Evaluable (Evaluator)	2007 – 1.2, 2.1.2	La persona o grupo de personas responsables de llevar a cabo una evaluación de un proyecto. Estos pueden ser empleados de las entidades que tienen un interés económico en el proyecto o consultores independientes contratados para revisar y auditar. En todos los casos, la entidad que acepta la evaluación lleva la responsabilidad por los resultados, incluyendo las Reservas y Recursos y estimaciones de valores atribuidos.

Exceso/Falta de Crudo Extraído (Overlift/Underlift)	2007 – 3.2.7 2001 – 3.9	El exceso o falta de producción puede ocurrir en registros anuales debido a la necesidad para compañías de tomar sus derechos en tamaños de parcelas para llegar al diagrama de entrega disponible como se acordó entre las partes. A fines del año financiero, una compañía puede estar en exceso o falta de crudo extraído. Basado en la coincidencia de producción con las cuentas de la compañía, se debería informar la producción de acuerdo con e igual a las extracciones realmente llevadas a cabo por la empresa durante el año, y no en los derechos de producción para el año.
Expectativa Razonable (Reasonable Expectation)	2007 – 2.1.2	Indica un alto grado de confianza (bajo riesgo de falla) que el proyecto procederá con desarrollo comercial o que ocurrirá el evento referenciado.
Exploración (Exploration)		Prospecto de petróleo no descubierto.
Explotación Compartida (Unitization)		Proceso en el que los propietarios agrupan propiedades adyacentes y dividen reservas, producción, costos, y otros factores de acuerdo con sus derechos respectivos a las cantidades de petróleo para ser recuperadas del /los reservorio(s) compartidos.
Gas Asociado (Associated Gas)		El gas asociado es un gas natural que se encuentra en contacto con o disuelto en petróleo crudo en el reservorio. Puede ser categorizado adicionalmente como Gas de Casquete o Gas Disuelto.
Gas Centrado en la Cuenca (Basin-Centered Gas)	2007-2.4	Una acumulación de gas natural no convencional que es regionalmente presente y caracterizado por reservorios de baja permeabilidad, presión anormal, saturados de gas, y la falta de un buzamiento descendente de agua.
Gas Combustible (Fuel Gas)	2007 – 3.2.2	Ver Combustible de Concesión.
Gas Convencional (Conventional Gas)	2007 – 2.4	El Gas Convencional es un gas natural que ocurre en una roca de reservorio permeable y poroso normal, ya sea en la fase gaseosa o disuelta en petróleo crudo y que técnicamente puede ser producido mediante prácticas normales de producción.

Gas de Antorcha (Flare Gas)	2007 – 3.2.2 2001 – 3.1	Volumen total de gas venteado o quemado como parte de las operaciones de producción y procesamiento.
Gas de Casquete (Gas Cap Gas)	2001 – 6.2.2	El gas de casquete es un gas natural libre que está por encima de y en contacto con el petróleo crudo en el reservorio. Es un subconjunto de Gas Asociado.
Gas Disuelto (Solution Gas)		El gas disuelto es un gas natural que se disuelve en el petróleo crudo en el reservorio a las condiciones de reservorio prevalecientes de presión y temperatura. Es un subconjunto de gas asociado.
Gas Húmedo (Wet Gas)	2001 – 3.2 2007 – 3.2.3	El gas húmedo (rico) es gas natural en el que el líquido no ha sido removido antes del punto de referencia. El gas húmedo es considerado en las evaluaciones de recursos y no hay una consideración separada para los líquidos contenidos. Se debería reconocer que este es una definición de evaluación de recurso y no una definición de comportamiento de fase.
Gas Natural (Natural Gas)	2007 – 3.2.3 2001 – 6.6, 9.4.4	El gas natural es la porción de petróleo que existe ya sea en fase gaseosa o es en solución en el petróleo crudo en reservorios subterráneos naturales, y que es gaseoso a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El gas natural puede incluir una cantidad de no hidrocarburos.
Gas Natural Ácido (Sour Natural Gas)	2001 – 3.4	El gas natural ácido es un gas natural que contiene azufre, compuestos de azufre, y/o dióxido de carbono en cantidades que pueden requerir remoción para ventas o uso efectivo.

Gas Natural Bruto (Raw Natural Gas)	2007 – 3.2.1	El gas natural bruto es gas natural como es producido del reservorio. Incluye vapor de agua y cantidades variables de hidrocarburos más pesados que pueden licuarse en instalaciones de la concesión o plantas de gas y pueden contener también compuestos de azufre tales como sulfuro de hidrógeno u otros gases no hidrocarburos tales como dióxido de carbono, nitrógeno, o helio pero que a pesar de eso, es explotable por su contenido de hidrocarburo. El gas natural en bruto a menudo no es adecuado para la utilización directa de la mayoría de los tipos de consumidores.
Gas Natural Dulce (Sweet Natural Gas)	2001 – 3.3	El gas natural dulce es un gas natural que no contiene azufre o compuestos de azufre en absoluto, o en cantidades tan pequeñas que no se necesita procesamiento para su remoción para que el gas pueda ser vendido.
Gas No Asociado (Non-Associated Gas)		El gas no asociado es un gas natural encontrado en un reservorio natural que con contiene petróleo crudo.
Gas No Hidrocarburo (Non-Hydrocarbon Gas)	2007 – 3.2.4 2001 – 3.3	Los gases asociados que ocurren naturalmente tales como nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, y helio. Si los gases no hidrocarburos están presentes, los volúmenes informados deberían reflejar la condición del gas al punto de venta. En forma correspondiente, las cuentas reflejarán el valor del producto de gas en el punto de venta.
Gas Seco (Dry Gas)	2001 – 3.2	El gas seco es un gas natural remanente después de que los líquidos de hidrocarburos han sido removidos antes del punto de referencia. El gas seco y los líquidos de hidrocarburo removidos son considerados en forma separada en las evaluaciones de recursos. Se debería reconocer que esta es una definición de evaluación de recursos y no una definición de comportamiento de fase (También llamado Gas Pobre.)

Hidratos de Gas (Gas Hydrates)	2007 – 2.4	Los hidratos de gas son sustancias cristalinas que ocurren naturalmente compuestas por agua y gas, en las que una trama de agua sólida acomoda las moléculas de gas en una estructura como una jaula, o clatrato. En condiciones de temperatura y presión estándares (STP), un volumen de hidrato de metano saturado contendrá tanto como 164 volúmenes de gas metano. Debido a esta gran capacidad de almacenamiento de gas, se cree que los hidratos de gas representan una fuente futura importante de gas natural. Los hidratos de gas están incluidos en recursos no convencionales, pero todavía se debe desarrollar la tecnología que apoye la producción comercial.
Hidrocarburos (Hydrocarbons)	2007 – 1.1	Los hidrocarburos son compuestos químicos que consisten completamente de hidrógeno y carbono.
Hidrocarburos más Bajos Conocidos (Lowest Known Hydrocarbons)	2007 – 2.2.2	La ocurrencia más profunda de una acumulación producible de hidrocarburo como se interpreta de un perfil de pozo, ensayo de flujo, medición de presión, o datos de testigos.
Impuestos (Taxes)	2001 – 9.4.2	Las contribuciones obligatorias al fondo público, impuesta sobre personas, propiedad o ingresos por autoridades gubernamentales.
Incertidumbre (Uncertainty)	2007 – 2.2 2001 – 2.5	El rango de los resultados posibles en una serie de estimaciones. Para las evaluaciones de recurso recuperable, el rango de incertidumbre refleja un rango razonable de cantidades estimadas potencialmente recuperables para una acumulación individual o un proyecto. (Ver también Probabilidad).
Incertidumbre Técnica (Technical Uncertainty)	2007 – 2.2	La indicación de los grados variables de incertidumbre en estimaciones de cantidades recuperables influenciadas por el rango de los recursos potenciales de hidrocarburos in situ dentro del reservorio y el rango de eficiencia de recuperación de un proyecto de recuperación que está siendo aplicado.

Interés Acarreado (Carried Interest)	2001 – 9.6.7	Un interés acarreado es un acuerdo bajo el cual una parte (la parte que acarrea) acuerda pagar por una porción o todos los costos de pre-producción de otra parte (la parte acarreada) bajo una licencia en la que ambas tienen una porción del interés económico de una explotación.
Interés de Ganancias Netas (Net Profits Interest)	2001 – 9.4.4	Un interés que recibe una porción de la renta neta de un pozo, típicamente después de que todos los costos hayan sido pagados.
Interés de Reversión (Reversionary Interest)		El derecho de posesión futura de un interés en una propiedad cuando se ha logrado una condición específica.
Interés Económico (Economic Interest)	2001 – 9.4.1	Se posee un interés económico en cada caso en el que el inversor ha adquirido algún interés en el mineral in situ y asegura, de cualquier forma de relación legal, un ingreso derivado de la extracción del mineral que tiene que buscar para un retorno de su capital.
Interés Económico (Working Interest)	2001 -9	El interés de equidad de la compañía en un proyecto antes de la reducción por regalías o participación de producción perteneciente a otros bajo los términos fiscales aplicables.
Interés Económico Neto (Net Working Interest)	2001 – 9.6.1	El interés económico de una compañía reducido por regalías o participación de producción debido a otros bajo los términos aplicables de la concesión y fiscales. (También llamado Interés de Ingresos Netos.)

Interés Mineral (Mineral Interest)	2001 – 9.3	Los intereses minerales en propiedades incluyendo (1) propiedad o concesión, u otro interés que representa el derecho de extraer petróleo o gas sujeto a tales términos como pueden ser impuestos por el traspaso del interés; (2) intereses de regalías, los pagos de producción pagables en petróleo y gas, y otros intereses no operativos en propiedades operadas por otros; y (3) aquellos acuerdos con gobiernos o autoridades extranjeros bajo los cuales una entidad informativa participa en la operación de las propiedades relacionadas o sirve como productor de las reservas subyacentes (como opuesto a ser un comprador independiente, corredor, agente, o importador)
Intervalo de Terminación (Completion Interval)		El/Los intervalo/s de reservorio específicos que está/n abiertos al pozo y conectados a las instalaciones de la superficie para la producción o inyección, o intervalos de reservorio abiertos al pozo y uno a otro para propósitos de inyección.
Inventario de Gas (Gas Inventory)		En relación al almacenamiento subterráneo de gas natural, el "inventario de gas" es la suma del Volumen Útil de Gas y el Volumen del Colchón de Gas.
Inventario de Gas Natural (Natural Gas Inventory)		En relación con el "inventario" de las operaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural es el total de los volúmenes de gas útil y del colchón de gas.
Inyección (Injection)	2001 – 3.5 2007 – 3.2.5	El flujo forzado, bombeado o libre bajo vacío, de sustancias en la formación de roca de subsuperficie permeable y porosa. Las sustancias inyectadas pueden incluir tanto gases como líquidos.

Justificado para Desarrollo (Justified for Development)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	La implementación del proyecto de desarrollo es justificado sobre la base de las condiciones comerciales razonables de pronóstico en el momento de informar y que hay expectativas razonables que todas las aprobaciones/contratos necesarios serán obtenidos. Una subclase de madurez del proyecto que refleja las acciones que se requieren para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Kerógeno (Kerogen)		El material sólido, orgánico insoluble que ocurre naturalmente que se presenta en rocas fuentes y puede rendir petróleo con el calor. El kerógeno también se define como la fracción de grandes agregados químicos en la materia orgánica sedimentaria que es insoluble en solventes (en contraste, la fracción que es soluble en solventes orgánicos se llama betún). (Ver también Arcillas de Petróleo).
Límite Económico (Economic Limit)	2007 – 3.1.2 2001 – 4.3	El límite económico es definido como la tasa de producción donde los flujos netos de efectivo de las operaciones (después de las regalías o participación de producción de propiedad de otros) de un proyecto, en el que puede ser un pozo individual, una concesión, o yacimiento entero, son negativos.
Líquidos de Gas Natural (Natural Gas Liquids)	2007 – A13 2001 – 3.2, 9.4.4	Los líquidos de gas natural (NGL) son una mezcla de hidrocarburos livianos que existen en la fase gaseosa y se recuperan como líquidos en las plantas de procesamiento de gas. El NGL difiere del condensado en dos aspectos principales: (1) NGL es extraído y recuperado en las plantas de gas en vez de separadores de la concesión u otras instalaciones de la concesión, y (2) El NGL incluye hidrocarburos muy livianos (etano, propano, butanos) así como también pentanos+ que son los ingredientes principales del condensado.

Medición (Measurement)	2007 – 3.0	El proceso de establecer la cantidad (volumen o masa) y la calidad de los productos de petróleo entregados en un punto de referencia bajo condiciones definidas por contrato de entrega o autoridades reguladoras.
Mejor Estimación (Best Estimate)	2007 – 2.2.2 2001 – 2.5	En relación a la categorización de recursos, esta se considera la mejor estimación de la cantidad que realmente se recuperará de la acumulación por el proyecto. Es la evaluación más realista de las cantidades recuperables solo se informa un resultado simple. Si se usan métodos probabilísticas, debería haber al menos un 50% de probabilidad (P50) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la mejor estimación.
Metano de Capas de Carbón (Coalbed Methane (CBM))	2007 – 2.4	El gas natural que se encuentra en los depósitos de carbón, esté o no almacenado en fase gaseosa. El gas de la capa de carbón, a pesar de que generalmente la mayoría es metano, puede producirse con cantidades variables de gases inertes o inclusive no inertes. (También se lo conoce como gas de veta de carbón (Coal Seam Gas (CSG)), o Gas Natural de Carbón (Natural Gas from Coal (NGC).)
Métodos Geo-estadísticos (Geostatistical Methods)	2001 – 7.1	Una variedad de técnicas y procesos matemáticos que tienen que ver con la recolección, métodos, análisis, interpretación, y presentación de masas de geociencia y datos de ingeniería para describir (matemáticamente) la variabilidad e incertidumbres dentro de cualquier unidad o acumulación individual de un reservorio, específicamente relacionado aquí a las estimaciones de recursos, incluyendo la definición de (todos) los pozos y parámetros del reservorio en 1, 2, y 3 dimensiones y el modelo resultante y la predicción potencial de varios aspectos de rendimiento.

Objetivo de Prospección (Play)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	Un proyecto asociado con la tendencia prospectiva de prospectos potenciales, pero que requiere más adquisición de datos y/o evaluación para definir pistas o prospectos específicos. Una subclase de madurez de proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Operador (Operator)		La compañía o responsable individual para manejar exploración, desarrollo, u operación de producción
Oportunidad (Chance)	2007 – 1.1	Oportunidad es 1 – Riesgo (Ver Riesgo)
Penetración (Penetration)	2007 – 1.2	La intersección entre el orificio del pozo y un reservorio.
Petróleo (Petroleum)	2007 – 1.0	Se define al petróleo como la mezcla que ocurre naturalmente que consiste de hidrocarburos en fase gaseosa, líquida y sólida. El petróleo puede también contener compuestos no hidrocarburos, ejemplos comunes de estos son el dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y azufre. En raros casos, el contenido de no hidrocarburos puede ser mayor a 50%.
Petróleo Crudo (Crude Oil)	2001 – 3.1	El petróleo crudo es la porción de petróleo que existe en la fase líquida en los reservorios subterráneos naturales y permanece líquido a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El petróleo crudo puede incluir pequeñas cantidades de no-hidrocarburos producidos con los líquidos pero no incluye líquidos obtenidos del procesamiento de gas natural.
Petróleo Crudo Convencional (Conventional Crude Oil)	2007 – 2.4	El petróleo crudo que fluye naturalmente o capaz de ser bombeado sin más procesamiento o disolución (Ver Petróleo Crudo)

Petróleo Crudo Equivalente (Crude Oil Equivalent)	2001 – 3.7	El convertir los volúmenes de gas a la equivalente de petróleo se hace normalmente en base al contenido de calor nominal o valor calórico del combustible. Hay un número de metodologías en uso común. Antes de agregar, los volúmenes de gas deben convertirse primero a la misma presión y temperatura. Los factores comunes de conversión de gas de la industria generalmente van entre 1 barril de petróleo equivalente (BOE) = 5600 pies cúbicos estándar (scf) de gas a 1 BOE = 6000 scf. (Muchos operadores usan 1 BOE = 5620 scf derivado del equivalente de unidad métrica 1 m3 de petróleo crudo = 1000 m3 de gas natural). (También definido como Barriles de Petróleo Equivalente)
Petróleo Descubierto Inicialmente In Situ (Discovered Petroleum Initially-in-Place)	2007 – 1.1	El Petróleo Descubierto Inicialmente in situ es esa cantidad de petróleo que es estimada, en una fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de la producción. El Petróleo Descubierto Inicialmente in situ puede estar subdividido en Comercial, Sub-comercial e Irrecuperable, con la porción recuperable comercialmente estimada siendo clasificada como Reservas y la porción sub-comercial recuperable estimada clasificada como Recursos Contingentes.
Petróleo Inicialmente in Situ (Petroleum Initially-in-Place)	2007 – 1.1	El petróleo inicialmente in situ es la cantidad total de petróleo que se estima exista originalmente en reservorios de ocurrencia natural. El petróleo crudo in situ, el gas natural in situ y el betún natural in situ se definen de la misma manera (ver Recursos). (También se refiere como Base Total de Recursos (Total Resource Base) o Dotación de Hidrocarburos (Hydrocarbon Endowment).)

Petróleo Sintético (Synthetic Crude Oil (SCO))	2001 – A12, A13	Una mezcla de hidrocarburos derivada por el mejorado (ejemplo: alteración química) del betún natural de las arenas petrolíferas, kerógeno de las arcillas petrolíferas, o el procesado de otras sustancias tales como el gas natural o carbón. EL SCO puede contener azufre u otros compuestos no hidrocarburos y tiene muchas similitudes con el petróleo crudo.
Petróleo Total Inicialmente in Situ (Total Petroleum Initially-in-Place)	2007 -1.1	El petróleo total inicialmente in situ es generalmente aceptado de ser todas aquellas cantidades estimadas de petróleo que están en la subsuperficie, así como también aquellas cantidades ya producidas. Esto fue definido previamente por WPC como "Petróleo in situ" y ha sido llamado "Base de Recurso (Resource Base)" por otros. También llamado "Original in situ (Original-in-Place)" o "Dotación de Hidrocarburos (Hydrocarbon Endowment)".
Pista (Lead)	2007 – 2.1.3.1 y Tabla 1	Un proyecto asociado a una acumulación potencial que actualmente está definida levemente y requiere más adquisición de datos y/o evaluación para ser clasificada como un prospecto. Una subclase de madurez del proyecto que refleja las acciones que se requieren para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Plan de Desarrollo (Development Plan)	2007 – 1.2	Las especificaciones de diseño, estimaciones de tiempo y costos del proyecto de desarrollo incluyendo, pero no limitado a, las ubicaciones de pozo, las técnicas de terminación, los métodos de perforación, las instalaciones de procesamiento, el transporte y el marketing (ver también Proyecto.)
Planta de la Concesión (Lease Plant)		Un término general que se refiere a las instalaciones de procesamiento que se dedican a uno o más proyectos de desarrollo y el petróleo se procesa sin transferencia de custodia previa de los propietarios del proyecto de extracción (para proyectos de gas, también se lo llama "Planta Local de Gas").

Planta Mejorador (Upgrader)	2007 – 2.4	Un término general aplicado a las plantas de procesamiento que convierten el petróleo crudo extra pesado y el betún natural en petróleo crudo más liviano y sintético menos viscoso (SCO). Mientras el proceso detallado varía, el concepto subyacente es el de remover el carbón a través de coqueo o de incrementar el hidrógeno por procesos de hidrogenación usando catalizadores.
Pozo Seco (Dry Hole)	2001 – 2.5	Un pozo que se considera incapaz de producir ya sea petróleo o gas en cantidades suficientes para justificar su terminación como un pozo de petróleo o gas.
Prácticas Normales de Producción (Normal Production Practices)		Las prácticas de producción que involucran el flujo de fluidos a través de los pozos a instalaciones de superficie que involucran sólo separación física de fluidos y, si es necesario, sólidos. Los pozos pueden ser estimulados, usando técnicas incluyendo, pero no limitadas a, fractura hidráulica, acidificación, varios otros tratamientos químicos, y métodos termales y pueden ser extraídos artificialmente (ejemplo: con bombas o gas lift). Los métodos de transporte pueden incluir mezcla con diluyentes para permitir el flujo, así como también métodos convencionales de compresión o bombeo. Las prácticas que involucran reforma química de moléculas de los fluidos producidos están consideradas como procesos de fabricación.
Probabilidad (Probability)	2007 – 2.2.1	El punto hasta el cual un evento es posible que ocurra, medido por la relación de los casos favorables a un número entero de casos posibles. La convención de SPE cita la probabilidad acumulativa de exceder o igualar una cantidad en la que P90 es la estimación pequeña y que P10 es la estimación grande. (También ver Incertidumbre)

Producción (Production)	2007 – 1.1	La producción es la cantidad acumulativa de petróleo que ha sido realmente recuperada sobre un período definido de tiempo. Mientras todas las estimaciones de recursos recuperables y la producción se informan en términos de especificaciones de producto de ventas, cantidades de producción en bruto (las ventas y las no ventas, incluyendo los no hidrocarburos) también son medidos para sostener los análisis de ingeniería que requieren cálculos de vaciamiento del reservorio.
Producción Acumulada (Cumulative Production)	2007 – 1.1	La suma de la producción de petróleo y gas hasta la fecha (ver también Producción).
Productos de Planta de Gas (Gas Plant Products)		Los productos de planta de gas son líquidos de gas natural (o componentes) recuperados de gas natural en plantas de procesamiento de gas y, en algunas situaciones, de las instalaciones de campo. Los productos de planta de gas incluyen etano, propano, butanos, mezclas de butanos/propano, gasolina natural y condensados de planta, azufre, dióxido de carbono, nitrógeno y helio.
Pronóstico Razonable (Reasonable Forecast)	2007 – 3.1.2	Indica un alto grado de confianza en las predicciones de eventos y condiciones comerciales futuras. La base de dichos pronósticos incluye, pero no está limitada a, análisis de registros históricos y modelos económicos globales publicados.
Propiedad (Property)	2007 – 1.2 2001 – 9.4	Un volumen de corteza terrestre en la que una entidad o individuo tiene derechos contractuales para extraer, procesar y comercializar una porción definida de minerales in situ especificados (incluyendo petróleo). Definido generalmente como un área pero puede tener restricciones de profundidad o estatigráficas. También puede ser determinada como concesión o licencia.

Proyecto (Prospect)	2007 – 2.1.3.2 y Tabla 1	Un proyecto asociado con una acumulación potencial que es suficientemente bien definida para representar un objetivo viable de perforación. Una subclase de maduración del proyecto que refleja las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la producción comercial.
Proyecto (Project)	2007 – 1.2 2001 – 2.3	Representa el nexo entre la acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones, incluyendo la asignación del presupuesto. Un proyecto puede, por ejemplo, constituir el desarrollo de un solo reservorio o campo, o un desarrollo incremental en un campo productor, o el desarrollo integrado de un grupo de varios campos e instalaciones asociadas con propiedad común. En general, un proyecto individual representará un nivel de madurez específica en la que se toma una decisión en proceder o no (o sea: desembolsar dinero), y debería haber un rango asociado de recursos recuperables estimados para ese proyecto. (Ver también Plan de Desarrollo).
Proyecto Comprometido (Committed Project)	2007 – 2.1.2 y Tabla 1	Los proyectos están comprometidos solamente cuando se puede demostrar que hay una firme intención de desarrollarlos y hacerlos producir. La intención puede ser demostrada con planes de fondos/financieros y declaración de comercialidad basada en expectativas realistas de aprobaciones reglamentarias y satisfacción razonable de otras condiciones que de otra manera prevendrían que se desarrollara el proyecto y de llevarlo a producción.
Proyecto Contingente (Contingent Project)	2007 – 2.1.2	Desarrollo y producción de cantidades recuperables no han sido comprometidas debido a las condiciones que pueden o no cumplimentarse.

Proyecto de Gas Natural Licuado (Liquefied Natural Gas (LNG) Project)		Los proyectos de gas natural licuado usan procesamiento criogénico especializado para convertir el gas natural a forma líquida para el transporte en barco. El LNG es de alrededor 1/614 el volumen del gas natural a temperatura y presión estándar.
Proyecto Piloto (Pilot Project)	2007 – 2.3.4 2.4	Una prueba a baja escala u operación de prueba que se usa para evaluar la adecuación de un método para aplicación comercial.
Proyectos de Gas a Líquidos (Gas-to-Liquids (GTL) Projects)		Los proyectos de Gas a Líquidos utilizan procesamiento especializado (por ejemplo: síntesis Fischer-Tropsch) para convertir el gas natural a productos líquidos de petróleo. Típicamente, estos proyectos se aplican en grandes acumulaciones de gas en las que la falta de infraestructura adecuada o mercados locales harían que los proyectos de desarrollo de gas natural convencionales sean inaceptables económicamente.
Punto de Referencia (Reference Point)	2007 – 3.2.1	Una ubicación definida dentro de la operación de extracción y procesamiento de petróleo en la que las cantidades del producto producido se miden bajo condiciones definidas previas a la transferencia de custodia (o consumo). También llamado Punto de Venta o Punto de Transferencia de Custodia.
Rango de Incertidumbre (Range of Uncertainty)	2007 – 2.2 2001 -2.5	El rango de incertidumbre de los volúmenes recuperables y/o los potencialmente recuperables puede ser representado por escenarios deterministas o por una distribución de probabilidad (Ver Categorías de Incertidumbre de Recursos)

Recuperación de Costos (Cost Recovery)	2001 – 9.6.2, 9.7.2	Bajo un acuerdo típico de compartir producción, el contratista es responsable por el desarrollo del yacimiento y todos los gastos de exploración y desarrollo. A cambio, el contratista recupera los costos (gastos de inversión y operación) de la corriente bruta de producción. El contratista normalmente recibe pago en producción de petróleo y se expone a riesgos técnicos y de mercado.
Recuperación Final Estimada (Estimated Ultimate Recovery (EUR))	2007 – 1.1	Esas cantidades de petróleo que son estimadas, en una fecha determinada, de ser potencialmente recuperables de una acumulación, más aquellas cantidades ya producidas de allí.
Recuperación Mejorada (Improved Recovery (IR))	2007 – 2.3.4	La recuperación mejorada es la extracción de petróleo adicional, más allá de la Recuperación Primaria, de reservorios de ocurrencia natural, suplementando las fuerzas naturales en el reservorio. Incluye waterflooding e inyección de gas para mantenimiento de presión, procesos secundarios, procesos terciarios y otros medios de suplementar los procesos naturales de recuperación del reservorio. La recuperación mejorada también incluye procesos termales y químicos para mejorar la movilidad in situ de las formas viscosas del petróleo. (También llamado Recuperación Aumentada (Enhanced Recovery))
Recuperación Primaria (Primary Recovery)		La recuperación primaria es la extracción de petróleo de los reservorios utilizando solo la energía natural disponible en los reservorios para mover los fluidos a través de la roca del reservorio a otros puntos de recuperación.

Recursos (Resources)	2007 – 1.1	El término “recursos” como se usa aquí intenta abarcar todas las cantidades del petróleo (recuperable y no recuperable) que ocurre naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertas o no descubiertas más aquellas cantidades ya producidas. Incluye todos los tipos de petróleo que se consideren “convencional” o “no convencional” (Ver Petróleo Total Inicialmente in Situ). (En estudios de potencial de cuencas, puede referirse como Base Total de Recursos (Total Resource Base) o Dotación de Hidrocarburos (Hydrocarbon Endowment)).
Recursos Contingentes (Contingent Resources)	2007 – 1.1 y Tabla 1	Aquellas cantidades de petróleo estimadas, de una fecha dada, a ser recuperadas potencialmente de las acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo por el cual no son consideradas actualmente como comercialmente recuperables debido a una o más contingencias. Los recursos contingentes son una clase de recursos recuperables descubiertos.
Recursos Contingentes Marginales (Marginal Contingent Resources)	2007 – 2.1.3.3	Las acumulaciones conocidas (descubiertas) para las que el/los proyecto/s de desarrollo han sido evaluados como económicos o razonablemente esperada para convertirse en económico pero el compromiso no se hace debido a una o más contingencias (ejemplo: falta de mercado y/o infraestructura)
Recursos Contingentes Sub-Marginales (Sub-Marginal Contingent Resources)	2007 – 2.1.3.3	Las acumulaciones conocidas (descubiertas) para las cuales la evaluación de proyecto(s) de desarrollo indicó que no llegarían al criterio económico, aún considerando las mejoras razonablemente esperadas en condiciones.

Recursos Convencionales (Conventional Resources)	2007 – 2.4	Los recursos convencionales existen en acumulaciones discretas de petróleo relacionadas con las características estructurales geológicas localizadas y/o las condiciones estratigráficas, típicamente con cada acumulación limitada por un contacto buzamiento abajo con un acuífero, y que está afectado significativamente por influencias hidrodinámicas tales como la flotabilidad de petróleo en agua.
Recursos No Convencionales (Unconventional Resources)	2007 – 2.4	Los recursos no convencionales existen en las acumulaciones de petróleo que son dominantes a lo largo de un área grande y que no se afectan significativamente por influencias hidrodinámicas (también llamada “depósitos de tipo continuo”). Los ejemplos incluyen metano de capa de carbón (CBM), gas centrado en la cuenca, arcilla gasífera, hidrato de gas, betún natural (arena asfáltica), y depósitos de arcilla bituminosa. Generalmente, dichas acumulaciones requieren tecnología especializada de extracción (ejemplo: deshidratación de CBM, programas de fractura masiva para arcilla gasífera, vapor y/o solventes para movilizar el betún para recuperación in situ, y, en algunos casos, actividades de minería). Más aún, el petróleo extraído puede necesitar procesamiento significativo antes de la venta (ejemplo: mejoradores del betún). (También llamados Recursos “No Convencionales” y “Depósitos Continuos”)
Recursos No Recuperables (Unrecoverable Reserves)	2007 – 1.1	Esa porción de cantidades de petróleo inicialmente in situ descubierto o no descubierto que son estimadas, a una fecha dada, de no ser recuperables. Una porción de esas cantidades puede convertirse en recuperable en el futuro cuando las circunstancias comerciales cambien, ocurran desarrollos tecnológicos, o se adquieran datos adicionales.

Recursos Prospectivos (Prospective Resources)	2007 – 1.1 y Tabla 1	Aquellas cantidades de petróleo que son estimadas, en una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.
Recursos Recuperables (Recoverable Resources)	2007- 1.2	Aquellas cantidades de hidrocarburos que se estiman que son producibles de las acumulaciones descubiertas y no descubiertas.
Regalía (Royalty)	2007 – 3.3.1 2001 – 3.8	La regalía se refiere a los pagos que se deben hacer al gobierno anfitrión o propietario minero (arrendatario) a cambio de la depleción de los reservorios y el productor (arrendador/contratista) por tener acceso a los recursos de petróleo. Muchos acuerdos permiten que el productor extraiga volúmenes de regalía, los venda de parte del propietario de las regalías, y se proceda al pago al propietario. Algunos acuerdos proveen que la regalía sea tomada solo en su tipo por el propietario de la regalía.
Relación de Líquidos de Gas Natural a Gas (Natural Gas Liquids to Gas Ratio)		La relación de los líquidos de gas natural a gas en un yacimiento de petróleo y gas, calculado usando líquidos de gas natural y los volúmenes de gas medidas a condiciones establecidas.
Relación Gas/Petróleo (Gas/Oil Ratio)	2007 – 3.4.4	La relación gas a petróleo en un yacimiento, calculada usando gas natural medido y volúmenes de petróleo crudo a condiciones establecidas. La relación gas/petróleo puede ser la solución gas/petróleo, símbolo R_g ; relación de gas/petróleo producido, símbolo R_p ; u otra relación definida aceptable de la producción de gas a producción de petróleo.
Renta Neta (Net-Back)	2007 – 3.2.1	Vínculo del recurso de entrada al precio del mercado de los productos refinados.

Reservas (Reserves)	2007 – 1.1	Las reservas son esas cantidades de petróleo anticipadas a ser recuperables comercialmente por la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas desde una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: Deben estar descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes (para una fecha determinada) basado en el/los proyecto/s de desarrollo aplicados.
Reservas Comprobadas (Proved Reserves)	2007 – 2.2.2 y Tabla 3	Una categoría incremental de los volúmenes recuperables estimados asociados con un grado definido de incertidumbre. Las Reservas Comprobadas son esas cantidades de petróleo que, por el análisis de datos de geociencia e ingeniería, pueden ser estimados con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de los reservorios conocidos y bajo condiciones definidas en términos económicas, métodos operativos y reglamentaciones del gobierno. Si se usan los métodos deterministas, el término certeza razonable intenta expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se usan los métodos probabilísticas, debería haber al menos un 90% de probabilidad que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán las estimaciones. A menudo nos referimos como 1P o como "Comprobado".
Reservas de pozos cerrados (Shut-in Reserves)	2007 – 2.1.3.2 y Tabla 2	Se espera que las reservas de pozo cerrado se recuperen de (1) intervalos de terminación que se abren al momento de la estimación, pero que no han empezado a producir; (2) los pozos que fueron cerrados para las condiciones del mercado o conexiones de ductos; o (3) los pozos no capaces de producción por razones mecánicas.

Reservas Desarrolladas (Developed Reserves)	2007 – 2.1.3.2 y la Tabla 2	Se espera recuperar las reservas desarrolladas de pozos existentes incluyendo reservas detrás de la cañería. Se consideran a las reservas de recuperación mejorada como “desarrolladas” solamente después de que el equipamiento necesario haya sido instalado, o cuando los costos para tal fin sean relativamente menores comparados con el costo de un pozo. Las Reservas Desarrolladas pueden ser sub-clasificadas como Productoras o No-Productoras.
Reservas Desarrolladas en Producción (Developed Producing Reserves)	2007 – 2.1.3.2 y Tabla 2	Se espera recuperar las Reservas Desarrolladas en Producción de los intervalos de terminación que están abiertos y produciendo en el momento de la estimación. Las reservas de recuperación mejorada se consideran productoras sólo después de que el proyecto de recuperación mejorado está en operación.
Reservas Desarrolladas no en Producción (Developed Non-Producing Reserves)	2007 – 2.1.3.2 y Tabla 2	Las reservas desarrolladas no en producción incluyen reservas de pozos cerrados o detrás de la cañería. Se espera recuperar las reservas de pozos cerrados de (1) intervalos de terminación que están abiertos en el momento de la estimación pero que todavía no han comenzado a producir, (2) pozos que fueron cerrados por las condiciones del mercado o conexiones de los ductos, o (3) pozos que no son capaces de producir por razones mecánicas. Las reservas detrás de la cañería también son aquellas que se espera la recuperación de las zonas en pozos existentes que requerirán trabajo adicional de terminación o re-terminación futura antes de comenzar la producción. En todos los casos, la producción puede ser iniciada o restaurada con un gasto relativamente bajo comparado con el costo de perforar un nuevo pozo.

Reservas detrás de la Cañería (Behind-Pipe Reserves)	2007 – 2.1.3.1	Se espera recuperar las reservas detrás de la cañería desde zonas en pozos existentes, que requerirán trabajo de terminación adicional o re-terminación futura antes del comienzo de la producción. En todos los casos, la producción puede ser iniciada o restablecida con gastos relativamente bajos comparados con el costo de la perforación de un nuevo pozo.
Reservas No Comprobadas (Unproved Reserves)	2001 – 5.1.1	Las reservas no comprobadas están basadas en los datos de geociencia y/o ingeniería similares a los usados en las estimaciones de las Reservas Comprobadas, pero lo técnico u otras incertidumbres impiden que dichas reservas sean clasificadas como Comprobadas. Las reservas no comprobadas pueden ser categorizadas adicionalmente como Reservas Probables y Reservas Posibles.
Reservas No Desarrolladas (Undeveloped Reserves)	2001 – 2.1.3.1 y Tabla 2	Las reservas no desarrolladas son cantidades que se espera recuperar en inversiones futuras: (1) de nuevos pozos en lugares no perforados en acumulaciones conocidas, (2) de ahondar pozos existentes a un diferente reservorio (pero conocido), (3) de pozos de relleno (infill) que incrementarán la recuperación, o (4) en casos en los que se requiere un gasto relativamente grande (ejemplo: cuando se compara el costo de perforación de un nuevo pozo) para (a) re-terminar un pozo existente o (b) montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

Reservas Posibles (Possible Reserves)	2007 – 2.2.2 y Tabla 3	Una categoría incremental de los volúmenes recuperables estimados asociados con un grado definido de incertidumbre. Las reservas posibles son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencia e ingeniería sugiere que son menos posibles de recuperar que las Reservas Probables. La cantidad total recuperada al final del proyecto tiene una baja probabilidad de exceder la suma de las Comprobadas más las Probables más las Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. Cuando se usan los métodos probabilísticos, debería haber al menos un 10% de probabilidad que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de las 3P.
Reservas Probables (Probable Reserves)	2007 – 2.2.2 y Tabla 3	Una categoría incremental de los volúmenes recuperables estimados asociados con un grado definido de incertidumbre. Las reservas probables son aquellas reservas adicionales que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Comprobadas pero más certeros de recuperar que las Reservas Posibles. Es igualmente posible que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores que o menores que la suma de las Reservas Comprobadas estimadas más las Probables (2P). En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debería haber al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades recuperadas reales igualarán o excederán la estimación 2P.
Reservorio (Reservoir)	2001 – 2.3	Una formación de roca subterránea que contiene una acumulación natural individual y separada de petróleo movable que está confinado por rocas/formaciones impermeables y está caracterizado por un sistema de única presión

Reservorio Análogo (Analogous Reservoir)	2007-3.4.1	Los reservorios análogos, como se usa en las evaluaciones de recursos, tienen propiedades similares de rocas y fluidos, condiciones de reservorio (profundidad, temperatura y presión) y mecanismos de empuje, pero típicamente están a una etapa más avanzada de desarrollo que el reservorio de interés y por lo tanto pueden proveer conceptos para ayudar en la interpretación de los datos más limitados y la estimación de recuperación.
Riesgo (Risk)	2001 – 2.5	La probabilidad de pérdida o falla. Como el "riesgo" está generalmente asociado al resultado negativo, se prefiere el término "oportunidad" para uso general para describir la probabilidad de la ocurrencia de un evento discreto.
Riesgo y Recompensa (Risk and Reward)	2001 – 9.4	El riesgo y la recompensa asociados con las actividades de producción de petróleo y de gas surge en forma primaria de la variación en los ingresos debido a los riesgos técnicos y económicos. El riesgo técnico afecta a la habilidad de la compañía de extraer y recuperar físicamente hidrocarburos y normalmente depende de un número de parámetros técnicos. El riesgo económico es una función del éxito del proyecto y depende críticamente del costo, precio, y factores políticos u otros factores económicos.
Simulación Monte Carlo (Monte Carlo Simulation)	2001 – 5 2007 – 3.5	Un tipo de simulación estocástica matemática que muestrea al azar y en forma repetida las distribuciones de entrada (ejemplo: propiedades de reservorios) para generar una distribución resultante (ejemplo: volúmenes recuperables de petróleo).

Sub-Comercial (Sub-Commercial)	2007- 2.1.2	Un proyecto es sub-comercial si el grado de compromiso es tal que no se espera que la acumulación sea desarrollada y puesta en producción dentro de un cuadro de tiempo razonable. Mientras que se recomienda 5 años como punto de referencia, un cuadro de tiempo más largo podría aplicarse cuando, por ejemplo, el desarrollo de los proyectos económicos son diferidos a la opción del productor para, entre otras cosas, razones relacionadas con el mercado, o para lograr objetivos contractuales o estratégicos. Los proyectos sub-comerciales descubiertos se clasifican como Recursos Contingentes.
Terminación (Completion)		La terminación de un pozo. El proceso por el cual un pozo llega a su clasificación final – básicamente un pozo seco, productor, inyector, o pozo de monitoreo. Un pozo seco normalmente se le pone un tapón y se abandona. Un pozo que se estima que produzca petróleo, o se usa como inyector, se termina estableciendo una conexión entre el/los reservorio/s y la superficie para que los fluidos puedan ser producidos desde, o inyectados en el reservorio. Se utilizan varios métodos para establecer esta conexión, pero normalmente involucran la instalación de alguna combinación de equipamiento de pozo., casing y tubing, e instalaciones en la superficie de inyección o producción.
Traspaso (Conveyance)	2001 – 9.6.9	Ciertas transacciones que son en esencia préstamos pagables en efectivo o su equivalente y deberán ser informadas como préstamos y pueden no calificar para el reconocimiento e informe de las reservas de gas y petróleo.

Ubicación de Pozo de Límite (Offset Well Location)		La ubicación de perforación potencial adyacente de un pozo existente. La distancia de separación puede estar reglamentada por reglamentaciones de espaciamiento de pozos. En ausencia de las reglamentaciones de espaciamiento de pozo, se puede usar un análisis técnico de áreas de drenaje para definir el espaciamiento. Para asignar los volúmenes comprobados a una ubicación de pozo de límite, debe haber datos técnicos no ambiguos y concluyentes que soporten la certeza razonable de producción de volúmenes de hidrocarburos y suficientes acres legales par justificar económicamente el desarrollo sin ir por debajo de la parte más somera del contacto de fluido o del hidrocarburo más bajo conocido.
Ventas (Sales)	2007 – 3.2	La cantidad de producto de petróleo entregado a la transferencia de custodia (punto de referencia) con especificaciones y condiciones de medición como se define en el contrato de venta y/o por autoridades reguladores. Todos los recursos recuperables son estimados en términos de las mediciones de cantidad de ventas del producto.
Ventas Adelantadas (Forward Sales)	2001 – 9.6.6	Hay una variedad de formas de transacciones que involucran el adelanto de fondos al propietario de un interés en una propiedad de petróleo y gas a cambio del derecho de recibir la recaudación de la producción, o la producción en sí misma, proveniente de la futura operación de la propiedad. En dichas transacciones, el propietario casi invariablemente tiene una obligación de rendimiento futura, cuyo resultado es incierto a cierto punto. La determinación de si la transacción representa una venta o financiamiento yace en las circunstancias particulares de cada caso.

Volumen de Colchón de Gas (Cushion Gas Volume)		En relación con el almacenamiento subterráneo de gas natural, el Volumen de Colchón de Gas (CGV) es el volumen de gas que se requiere en un campo de almacenamiento para los propósitos de gestión del reservorio y para mantener la presión mínima adecuada de almacenamiento para satisfacer la entrega del volumen útil de gas con el perfil de retiro requerido. En las cavernas, el volumen del colchón de gas también se requiere para razones de estabilidad. El volumen de colchón de gas puede consistir de los volúmenes de gas in situ recuperables y no recuperables y los volúmenes de gas inyectados.
Volumen Útil de Gas (Working Gas Volumen)		En relación con el almacenamiento subterráneo de gas natural, el Volumen Útil de gas (WGV-Working Gas Volumen) es el volumen de gas en almacenamiento sobre el nivel designado del colchón de gas que puede ser extraído/inyectado con las instalaciones de la subsuperficie y superficie instaladas (pozos, líneas de flujo, etc.) sujeto a limitaciones legales y técnicas (presión, velocidades, etc.). Dependiendo de las condiciones locales de la locación (caudal de extracción/inyección, horas de utilización, etc.), el volumen útil de gas puede ser ciclado más de una vez por año.
Yacimiento (Field)	2001 – 2.3	Un área que consiste de un reservorio o múltiples reservorios todos agrupados, o relacionados con, la misma característica estructural geológica individual y/o condición estratigráfica. Puede haber dos o tres reservorios en un yacimiento que están separados verticalmente por la roca impermeable interviniente, lateralmente por barreras geológicas locales, o ambas. El término puede ser definido en forma diferente por las autoridades reguladores individuales.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **Prospecto:** Se refiere a la identificación de una acumulación potencial suficientemente bien definida para soportar una exploración.
- **Sistema petrolero:** Conjunto de elementos geológicos y procesos físicos que interactúan simultáneamente para la generación y/o acumulación de los hidrocarburos. Se compone por roca generadora, roca almacenadora, roca sello, trampa y los hidrocarburos que contenga.
- **Lead:** Acumulación potencial que todavía necesita de incorporación de nuevos datos y/o estudios para clasificarla como un prospecto.
- **Play – acumulación potencial,** pero que necesita de adquisición de datos y/o evaluación para definir “leads” específicos o prospectos.
- **Bloque:** Parte de una cuenca sedimentaria con superficie poligonal definida por las coordenadas geográficas de sus vértices, donde pueden ser desarrolladas actividades de exploración y producción de petróleo.
- **Reservorio:** Formación rocosa permeable, porosa o fracturada en sub-superficie. Puede contener cantidades de petróleo o agua atrapada; y puede ser rodeado por capas de rocas poco o casi totalmente impermeables. Se caracteriza por un sistema de presión único.
- **Zona:** Unidad básica del proceso de zonificación de un campo en el modelo estático. Se define como una capa, o conjunto de capas correlacionales, conteniendo petróleo o agua. Una zona se caracteriza por presentar continuidad estratigráfica entre sus capas, a pesar que puedan estar compartimentadas (no comunicadas) debido a procesos estructurales posteriores. Así, dos capas discontinuas estratigráficamente (separadas por capa impermeable) son dos zonas independientes. Si la discontinuidad desaparece en algún punto de la acumulación, estas capas deben ser consideradas dos sub-zonas.
- **Campo:** Una o conjunto de más acumulaciones de hidrocarburos localizadas en una misma estructura geológica y/o bajo la misma condición estratigráfica. Puede haber uno o más reservorios en el campo separados verticalmente por rocas impermeables, o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.
- **STOIIP:** Stock Tank Oil Initially-In-Place
- **OIP:** Oil In Place
- **UR:** Ultimate Recovery

- GRV: Gross Rock Volume
- N/G: Net to Gross
- RF: Recovery Factor
- EOR: Enhanced Oil Recovery
- ID: Influence Diagrama
- DT: Decision Tree
- Pmf: Probability Mass Function
- Pdf: Probability Density Function
- NPV: Net Present Value
- MMP: Mezcla Mexicana de Petróleo
- NOC: National Oil Company
- IOC: Independent Oil Company
- OSP (Oficial Selling Price): Precios del crudo fijados por las NOCs para grandes transacciones, normalmente de forma mensual. Deriban de un ajuste de los precios spot cotizados en el mercado, en función de la diferente calidad del crudo
- FP (Fórmula de precio): En las transacciones de commodities, FP es un acuerdo donde un comprador y un vendedor acuerdan por anticipado el precio a pagar por un producto entregado a futuro y basado en un cálculo pre-determinado en función de primas y descuentos.

BIBLIOGRAFÍA

- AMRAM, M. y KULATILAKA, N. (1998): “Real Options. Managing Strategic Investment in an Uncertain World”, *MA: HBS*.
- ARNSDORF, I. y KENNEDY, S. (2015): “Oil at \$40 Means Boon for Some, No Ice Cream for Others”, *Bloomberg*.
- BAILEY, W., BHANDARI, B., SOUNDRARAM, S. y VEEDS, H. (2004): “Unlocking the Value of Real Options”.
- BASEDAU, M. y LAY, J. (2009): “Resource Curse or Rentier Peace? The Ambiguous Effects of Oil Wealth and Oil Dependence on Violent Conflict”.
- BASSAM, F. (2011): “An Anatomy of the Crude Oil Pricing System”, *The Oxford Institute for Energy Studies*.
- BAUMEISTER, C. y KILIAN, L. (2016): “Forty Years of Oil Price Fluctuations: Why the Price of Oil May Still Surprise Us”, *Journal of Economic Perspectives*, vol. 30, nº1, págs. 139-160.
- BEHAR, E. (2015): “¿Por qué baja el precio del petróleo cuando sube el dólar?”, *Universidad Externado de Colombia*.
- BLACK, F. y SCHOLES, M. (1973): “The Pricing of Options and Corporate Liabilities”, *Journal of Political Economy*, vol. 81, nº3, págs. 637-654.
- BOYER, M. (2007): “Common and Fundamental Factors in Stock Returns of Canadian Petróleo y Gas Companies”, *Energy Economics*, 2007, vol. 29, nº 3, págs. 428-453.
- BRANDAO, L., DYER, J.S. y HANN, J.W. (2005): “Using Binomial Decision Trees to Solve Real-Option Valuation Problems”.
- BREALEY, R. y MYERS, S. (1996): “Principios de Finanzas Corporativas”, 4ª edición.
- BRYAN, R.D. (2012): “Company Valuation: Petróleo y Gas vs. Other Sectors”.
- CHIKOBVU, D. y CHINAMU, K. (2013): “Random Walk or Mean Reversion? Empirical Evidence from the Crude Oil Market”.
- COPELAND, T. y ANTIKAROV, V. (2003): “Real Option, a Practitioner’s Guide”.
- COX, J., ROSS, S. y RUBINSTEIN, M. (1979): “Option Pricing: A simplified Approach”, *Journal of Financial Economics*, págs. 229-263.
- DAMODARAN, A. (2002): “Investment valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset”.
- DAMODARAN, A. (2008): “The Promise and Peril of Real Options”.
- DAMODARAN, A. (2009): “Ups and Downs: Valuing Cyclical and Commodity Companies”.
- DAPENA, J. (2001): “Flexibilidad, Activos Estratégicos y Valuación por Opciones Reales”, *Universidad del CEMA, Argentina*.
- DAYANANDAN, A. y DONKER, H. (2010): “Oil Prices and Accounting Profits of Petróleo y Gas Companies”, *International Review of Financial Analysis*.
- DEATON, A. y LAROQUE, G. (1991): “On the Behaviour of Commodity Prices”.

- DELOITTE (2006): “Warns of Oil Bankruptcies”.
- DIXIT, A.K. y PINDYCK, R.S. (1994): “Investment Under Uncertainty”, *Princeton University*.
- DIZARD, J. (2015): “Lesson from History on Perils Facing Petróleo y Gas Investors” *Financial Times*.
- EDLESON, M. (1994): “Real Options: Valuing Managerial Flexibility”. *Harvard Business School*.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2008): “Pricing differences Among Various Types of Crude Oil”.
- FERNANDEZ CUESTA, N. (2016): “El Círculo Saudí”.
- FONTES, D., CAMOES, L. y FONTER, F. (2007): “Real Options Using Markov Chains: An Application to Production Capacity Decisions”.
- FRIEDMAN, N. (2015): “Oil Glut Sparks Latest Dilemma: Where to Put It All as Storage Tanks Near Capacity, some Predict Spillover Will send Crude Prices Even Lower”, *The Wall Street Journal*.
- FRIZLY, M. y NICOLAS, J. (2014): “A GCC House Divided: Country Risk Implications of the Saudi-Qatari Rift”.
- GAIDAR, Y. (2007): “The Soviet Collapse: Grain and Oil”, *American Enterprise Institute*.
- GARCÍA, J. (2001): “Opciones Reales. Aplicaciones de la Teoría de Opciones a las Finanzas Empresariales”.
- GARY, R. D. (2008): “CFTC Announces Multiple Energy Market Initiatives”, *U.S. Commodity Futures Trading Commission*.
- GEMAN, H. (2007): “Mean Reversion Versus Random Walk in Petróleo y Gas Prices”.
- GIBSON, R. y SCHWARTZ, E.S. (1990): “Stochastic Convenience Yield and the Pricing of Oil Contingent Claims”.
- GILMER, B. (2015): “Why are Oil Prices So Hard to Forecast?”.
- GÓMEZ, C.A. (2004): “Un Caso de Estudio para Evaluar Alternativas de Inversión Usando Opciones Reales”.
- GORTON, G. y ROUWENHORST, K.G. (2004): “Facts and Fantasies About Commodity Futures”.
- GRANT, J. (2008): “CFTC in Talks to Plug, London Loophole”, *Financial Times*.
- GUIMARAES, M.A. (2007): “Valuation of Exploration and Production Assets: An Overview of Real Options Models”.
- GUTHRIE, G. (2009): “Real Options in Theory and Practice”.
- HAMM, H. (2016): “Shawn Baldwin Discusses Why Oil Will Hit \$60-\$65”, *Fast Company*.
- HARMANTZIS, F. y PRAVEEN, V. (2007): “Investment Decisions in the Wireless Industry Applying Real Options”, Vol. 31, nº2, págs. 107–123.
- HARRIS, S.T. y OHLSON, J.A. (1990): “Accounting Disclosures and the Market's Valuation of Petróleo y Gas Properties: Evaluation of Market Efficiency and Functional Fixation”, *The Accounting Review* Vol. 65, nº 4, págs. 764-780.
- HARTMANN, M. y HANSSAN, A. (2006): “Application of Real Options Analysis for Pharmaceutical R&D Project Valuation - Empirical Results from a Survey”, Vol. 35, nº3, págs 343–354.

HARVARD BUSINESS REVIEW KESTER (1984): "Today's Options for tomorrow's Growth", Vol. 62, n°2, págs. 153-160.

HAS'MINSKII, R.Z. (1980): "Stochastic Stability of Differential Equations".

HENDRIX, C.S (2015): "Oil Prices and Interstate Conflict. Conflict Management and Peace Science".

HILLI, P. y KALLIO, M.R. (2007): "Real Option Analysis of a Technology Portfolio"

HOWARD, A. y HARP, B. (2009): "Petróleo y Gas Company Valuations", *American Society of Appraisers* n°1.

HULL, J.C. (1999): "Options, Futures, & Other Derivatives".

HYNE, J.N. (2001): "Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production".

JAHN, F., COOK, M. y GRAHAM, M. (2011): "Hydrocarbon Exploration and Production".

JENSEN, N. y WANTCHEKON, L. (2004): "Resource Wealth and Political Regimes in Africa. Comparative Political Studies".

JOHNSTON, D. (2003): "International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis.

JOHNSTON, D. (1994): "International Petroleum Fiscal Analysis and Production Sharing Contracts.

KASANEN, E. y TRIGEORGIS, L. (1993): "Flexibility, Synergy, and Control in Strategic Investment Planning", *Prentice Hall*.

KASRIEL, K. y WOOD, D. (2014): "Upstream Petroleum. Fiscal and Valuation Modeling".

KESTER, W.C. (1986): "An Options Approach to Corporate Finance".

KINDERGAN, A. (2014): "The Effect of Low Oil Prices: A Regional Tour", *The Financialist*.

KODUKULA, P. y PAPUDES, C. (2006): "Project Valuation Using Real Option"

KONG, J. KUEN, Y. (2007): "Real Options in Strategic Investment Games Between Two Asymmetric Firms", *European Journal of Operational Research*, Vol. 181, n°2, págs. 967-985.

KRASSNOV, C. (2014): "U.S. Oil Prices Fall Below \$80 a Barrel", *The New York Times*.

KRETZSCHMAR, G.L, KIRCHNER, A. y REUSCH, H. (2008): "Risk and Return in Oilfield Asset Holdings", *Energy Economics*, vol. 30, n° 6, págs. 3141-3155.

LAMEY, M. (2016): "North Sea Industry Heading for Lehman Brothers Magnitude Crash".

LAMOTHE, P., MASCAREÑAS, J., LÓPEZ LUBIÁN, F.J. y DE LUNA, W. (2003): "Opciones Reales y Valoración de Activos"

LAMOTHE, P. (2003): "Opciones Financieras y Productos Estructurados".

LAMOTHE, P. (2013): "Opciones Reales. Métodos de Simulación y Valoración".

LIM, G., MARTIN, G. y MARTIN, V. (2006): "Pricing Currency Options in the Presence of Time-Varying Volatility". *Journal of Multinational Financial Management*, Vol. 16, n°3, págs. 291-314.

LIN, T., KO, C. y YEH, H. (2007): "Applying Real Options in Investment Decisions Relating to Environmental Pollution. Energy Policy".

MABRO, R. (1987): "Netback Pricing and the Oil Price Collapse of 1986".

- MABRO, R. (1987): "Oil in the 21st Century: Issues, Challenges and Opportunities", *Petroleum Exporting Countries Organization*.
- MALDONADO, F. (2007): "Lecciones Teóricas sobre la OPEP". Del Éxito (1973/74) a la Debacle (1986)".
- MANTÍN PLIEGO, F.J. y RUIZ-MAYA, L. (2010): "Fundamentos de Probabilidad".
- MASCAREÑAS, J. (1999): "Innovación Financiera: Aplicaciones para la Gestión Empresarial".
- MCLEISH, L. (2005): "Montecarlo Simulation and Finance".
- MERINO, A. (2009): "Descripción del Mercado de Futuros del Petróleo: Actividad, Agentes y Regulación".
- MILNE, A. y WHALLEY, E. (2000): "Time to Build, Option Value and Investment Decisions", Vol. 56, nº2, págs. 325 – 332.
- MISUND, B. y ASCHE, F. y OSMUNDEN P. (2008): "Industry Upheaval and Valuation: Empirical Evidence from the International Petróleo y Gas Industry", *The International Journal of Accounting*, Vol. 43, nº 4, págs. 398-424.
- MISUND, B., OSMUNDSEN, P. y SIKVELAND, M. (2014): "Vertical Integration and Valuation of International Oil Companies", *Working Paper 5061*.
- MOHR, P. (2013): "Scotiabank Commodity Price Index".
- MOUAWAD, J. (2007): "Rising Demand for Oil Provokes New Energy Crisis".
- MUFSON, S. (2008): "Probe of Crude Oil Trading Disclosed". *The Washington Post*.
- MULTIPLE AUTHORS (2014): "World Economic Situation and Prospects 2014".
- MUN, J. (2006): "Real Option Analysis. Tools and Technique for Valuing Strategic Investments and Decisions".
- MUSIELA, M. (2005): "Some Issues on Asset Price Modeling".
- NEWENDORP, P. and SCHUYLER, J. (2014): "Decision Analysis for Petroleum Exploration".
- NORRIS, M. (2008): "Contango in Oil Markets Explained".
- OPEC (2013): "Our Mission", *OPEC Statute*.
- OPEC (2016): "OPEC Basket", *Daily Archives*.
- OSMUNDEN, P., ASCHE, F. MISUND, B. y MOHN, K. (2005): "Valuation of International Oil Companies", *Working Paper 1412*.
- OSMUNDEN, P. (2015): "The Value Relevance of Accounting Figures in the Petróleo y Gas Industry: Cash Flow or Accruals?", *University of Stavanger*.
- OSMUNDEN, P. (2015): "Probable Petróleo y Gas Reserves and Shareholder. Returns: The Impact of Shale Gas", *Working Paper 5687*.
- OYEDELE, A. (2014): "Here's What Falling Oil Prices Mean For 12 Stock Market Sectors", *Business Insider*.
- PALAZUELOS, E. (2008): "El Mercado del Petróleo, un Mercado Financiarizado".
- PEARCE, A. (2015): "Jeffrey Sachs: Fund Managers Have a Duty to Dump Fossil Fuels".

- PEARCE GOULD, E. (2016): “Opportunity From the Decline In Oil Price”, *January 28, 2016, Seeking Alpha*.
- PONG, K. (2007): “The Effect of Uncertainty on Investment Timing in a Real Options Model”, *Journal of Economic Dynamics & Control*, Vol. 31, nº7, págs. 2152–2167.
- PRINCE, K. (2012): “Hedging Is An Effective Risk Management Tool For Upstream Companies”, *“London: Petróleo y Gas Financial Journal”*.
- QIRIN, J.J., BERRY, K.T. y O’BRYAN, D. (2000): “A Fundamental Analysis Approach to Petróleo y Gas Firm Valuation”, *Journal of business finance and accounting*.
- REYCK, B., DEGRAEVE, Z. y VANDENBORRE, R. (2006): “Project Options Valuation with Net Present Value and Decision Tree Analysis”, *European Journal of Operational Research*, Vol. 47, nº7, págs. 1016 – 1027.
- RODRIGUES, A. y ROCHA, M. (2007): “The Valuation of Modular Projects: A Real Options Approach to the Value of Splitting”, *Global Finance Journal*, Vol. 18, nº2, págs. 205-227.
- ROSE, S. (1998): “Valuation of Interacting Real Options in a Tollroad Infrastructure Project”, *The Quarterly Review of Economics and Face*, Vol 38, nº3, págs. 711-743.
- ROSENBERG, A. (2014): “The Surprising Impact of Plunging Oil Prices”, *CNBC*.
- ROSS, M.L. (2001): “Does Oil Hinder Democracy?” *World Politics*, Vol. 53, nº03, págs. 325–361.
- ROSS, M.L. (2008): “Oil, Islam, and Women”, *American Political Science Review*. Vol. 102, nº1, págs. 107–123.
- ROSS, M.L. (2015): “Oil and International Cooperation”, *International Studies Quarterly*.
- SAGGU, A. y ANUKOONWATTAKA, W. (2015): “Commodity Price Crash: Risks to Exports and Economic Growth in Asia-Pacific LDCs and LLDCs”, *Economic and Social Commission for Asia and the Pacific; United Nations ESCAP*, nº6.
- SANCHEZ ARESEIGOR, J. (2015): “Realidad y Leyenda Sobre el Petróleo y su Posible Agotamiento”.
- SAUL, J. (2015): “Oil Traders to Store Millions of Barrels at Sea as Prices Slump”, *Reuters*.
- SCHEYDER, E. (2016): “High Risk of Bankruptcy for One-Third of Oil Firms: Deloitte”, *Reuters*.
- SCHWAB, C. y ANN SONDEERS, L. (2014): “Black Dog: Are Plunging Oil Prices a Positive or Negative?”, *Lawton Retirement Plan Consultants*.
- SCHWARTS, E.S. (1997): “The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging”
- SHIBATA, T. (2008): “The Impacts of Uncertainties in a Real Options Model Under Incomplete Information”, *European Journal of Operational Research*, vol. 187, nº3, págs. 1368-1379.
- SILVENNOINEN, A. y THORP, S. (2013): “Financialization, Crisis and Commodity Correlation Dynamics”, vol. 24, C, págs. 42-65.
- SMIT, T.J. y TRIGEORGIS, L. (2004): “Strategic Investment. Real Option Games”.
- SMITH, G. (2015): “OPEC Won't Cut Production to Stop Oil's Slump”, *Bloomberg*.
- SMITH, J. (2005): “Alternative Approaches for Solving Real-Options Problems (Comment on Brandao et al. 2005)”, *Informes*, Vol. 2, nº2, págs. 89-102.

- SMITH, Y. (2008): “Futures Prices Determine Physical Oil Prices”, *Naked Capitalism*.
- STEFANOVA, K. (2015): “Do Falling Oil Prices Foreshadow a Slump in the Stock Market in 2015?”, *Forbes*.
- TANG, K. y XIONG, W. (2010): “Index Investment and Financialization of Commodities”, *National Bureau of Economic Research*, Working Paper No 16385.
- TORDO, S., TRACY, S.B. y ARFAA, N. (2011): “National Oil Companies and Value Creation”, *World Bank Working Paper 218*.
- TRIGEORGIS, L. (1995): “Real Options in Capital Investments” *Models, Strategies and Applications*.
- TRIGEORGIS, L. (1999): “Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation”, *Real Options*.
- ULFELDER, J. (2007): “Natural-Resource Wealth and the Survival of Autocracy. *Comparative Political Studies*, vol. 40, n°8, págs. 995-1018.
- VELEZ PAREJA, I. (2003): “Decisiones Empresariales Bajo Riesgo e Incertidumbre”.
- VIGIL, A. (2002): “El Petróleo, Geopolítica en Oriente Medio y la OPEP (ARI)”, *Real Instituto Elcano*, n°54.
- VOETEN, E. (2016): “Here’s How Falling Oil Prices Could Make the World More Peaceful and Cooperative”, *The Washington Post*.
- VON BELOW, D. y PIERRE-LOUIS, V. (2013): “The Trade Consequences of Pricey Oil”, *Oxford Centre for the Analysis of Resource Rich Economies, University of Oxford*, Vol. 115.
- WALLACE, E. (2008): “Oil Prices Are All Speculation”, *Bloomberg*.
- WANG, J. y HWAN, L. (2007): “A Fuzzy Set Approach for R&D Portfolio Selection Using a Real Options Valuation Model”, *Omega, The International Journal of Management Science*, Vol. 35, n°3, págs. 247-257.
- WRIGHT, J., FRANTZ, E. y GEDDES, B. (2015): “Oil and Autocratic Regime Survival”, *British Journal of Political Science*, vol. 45, n°2, págs. 287-306.
- WRIGHT, R. (2009): “Tankers Store Oil as Futures Prices Rocket”. *Financial Times, London*.
- YEP, E. (2015): “Falling Oil Spells Boon for Most Asia’s Economies”, *The Wall Street Journal*.
- YEPES, R. (2008): “Real Option Valuation of Free Destination in Long-Term Liquefied Natural Gas Supplies”, *Energy Economics*, vol. 30, n°4, págs. 1909-1932.
- YERGIN, D. (1991): “The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power”, *Simon & Schuster*, págs. 499-503.
- ZILLMAN, C. (2016): “One-Third of Oil Companies Could Go Bankrupt this Year”, *Fortune 500 Daily & Breaking Business News*.

